Министерство образования и науки Российской Федерации
Уральский федеральный университет
имени первого Президента России Б. Н. Ельцина

В. И. ВЕЛЬКИН

МЕТОДОЛОГИЯ РАСЧЕТА КОМПЛЕКСНЫХ СИСТЕМ ВИЭ ДЛЯ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ НА АВТОНОМНЫХ ОБЪЕКТАХ

Монография

Екатеринбург
УрФУ
2015

УДК 620.07:621.311-027.521
ББК 31.6-64
В28

Рецензенты:

заведующий кафедрой энергетики
Уральского государственного лесотехнического университета,
профессор, доктор технических наук *С. М. Шанчуров*,
директор Екатеринбургского филиала НОУ ВПО
«Московский институт предпринимательства и права»
профессор, доктор химических наук *И. В. Мурыгин*

Научный редактор
профессор, доктор технических наук *С. Е. Щеклеин*

Велькин, В. И.
В28 Методология расчета комплексных систем ВИЭ для использования на автономных объектах: монография / В. И. Велькин. – Екатеринбург: УрФУ, 2015. – 226 с.

ISBN 978-5-321-02460-7

В монографии представлена методология расчета комплексных систем возобновляемых источников энергии (КС ВИЭ) с поиском эффективных решений на основе задания целевой функции и использования метода выпуклой оптимизации. Разработана классификация КС ВИЭ и компьютерные программы, позволяющие осуществлять выбор оптимального состава оборудования.

Данный материал может представлять интерес для научных работников, студентов, аспирантов, а также предпринимателей, занимающихся вопросами развития, внедрения, эксплуатации и обслуживания оборудования возобновляемых источников энергии.
Библиогр.: 98 назв. Рис. 114. Табл. 40.

УДК 620.07:621.311-027.521
ББК 31.6-64

ISBN 978-5-321-02460-7

ПРЕАМБУЛА

Среди возобновляемых источников энергии широко распространены ветроэнергетические, малые гидроэнергетические (в т. ч. микро-, мини- и малые ГЭС) солнечные установки: солнечные коллекторы (СК), солнечные фотоэлектрические преобразователи (ФЭП), биогазовые установки (БГУ), а в числе нетрадиционных источников энергии (тепла) – тепловые насосы с использованием в испарителе низкопотенциального тепла грунта, сбросных вод очистных сооружений, тепловых стоков промышленных отходов или просто окружающего воздуха до небольших отрицательных температур [1].

Все указанные источники энергии могут использоваться либо в моноэнергостанциях, использующих один вид оборудования (ВЭУ или, например, ФЭП), либо в той или иной конфигурации в составе комплексных установок, состоящих, как правило, из дизель-генератора (для гарантированного обеспечения энергией) и вариативного набора нескольких возобновляемых источников энергии (ВИЭ) в разных сочетаниях.

Так, известны комплексные ветросолнечные, ветродизельные и дизель-ветросолнечные установки, использующие два или три ВИЭ (соответственно их можно обозначать как дуплекс и трио-КС ВИЭ). Таким образом, гипотетически возможно повышение резервирования энергокомплексов с учетом местных, региональных или территориальных возможностей до кватро- (четырех), пента- (пяти), сикстет-систем (с шестью видами оборудования) и т. д. в соответствующие энергокомплексы на основе ВИЭ.

Внедрение комплексных систем энергоснабжения на основе ВИЭ может способствовать ускоренному решению задач по достижению индикаторов выработки энергии на базе возобновляемых источников, установленных по распоряжению Правительства РФ от 13 ноября 2009 г. № 1715-р) [2].

Широкое использование энергокомплексов с рядом ВИЭ для энергообеспечения децентрализованных потребителей может сформировать новый подход к развитию теории и практики возобновляемой энергетики.

Математическая теория комплексного применения систем ВИЭ не нова. Комплексный (кластерный) анализ – развивающаяся дисциплина, которая связана с разработкой систем поддержки приня-

тия решений. Она подробно описана в ряде исследований, посвященных бизнесу, социологии и экономике [3–5].

В связи с этим были проанализированы существующие подходы к описанию комплексных систем и представлена развернутая классификация системы, определяющая объект исследований, описываемый в данной работе, как «комплексную систему ВИЭ» или КС ВИЭ. Место КС ВИЭ в системе общей классификации комплексных систем показано на рис. 1.

Рис.1. Место КС ВИЭ в системе общей классификации комплексных систем

Предпосылки создания теории оптимальной КС ВИЭ

В 1981 г. нобелевский лауреат Дж. Тобин получил это высокое звание за комплекс работ в области оптимизации финансовых портфельных инструментов. Работы американского экономиста базировались на фундаменте, заложенном его учителями Г. Марковитцем и У. Шарпом, также, но чуть позже, ставшими нобелевскими лауреатами (1990 г.) [6].

В своих исследованиях экономисты-нобелевские лауреаты исследовали формирование портфелей ценных бумаг с целью поиска оптимальных соотношений рисковых (частных имитентов) и безрисковых (государственных) акций.

Какое отношение это имеет к возобновляемой энергетике?

Как известно, акции и ценные бумаги различных предприятий имеют на фондовых рынках различную доходность, которая может

изменяться самым непредсказуемым образом и является стохастической величиной. Анализ закономерностей стохастических процессов и привел Г. Марковитца, а впоследствии У. Шарпа, к созданию теории оптимизации финансовых портфелей. Она базируется на учете большого количества статистических данных, полученных за значительный промежуток времени о множестве финансовых портфельных вложений. Цель, которую ставили американские ученые, – повышение доходности и снижение финансовых рисков. Судя по результату, они ее математически правильно обосновали и доказали на практике. Среди многочисленных причин, в том числе благодаря теории оптимального финансового портфеля Марковитца – Шарпа – Дж. Тобина, базирующейся на математическом методе выпуклой оптимизации, американская экономика и финансовая система до настоящего времени удерживает лидирующие позиции в мире.

На рис. 2 представлен график математической модели оптимального финансового портфеля по Дж. Тобину. На графике под безрисковыми активами (собственно ось ординат) подразумеваются малодоходные, но надежные государственные финансовые бумаги и обязательства, практически не имеющие риска.

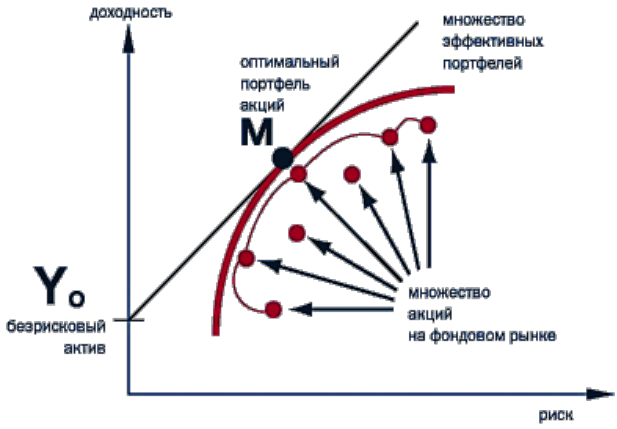


Рис. 2. График доходности, риска и оптимального финансового портфеля акций по теории Дж. Тобина

Оптимальный портфель, имеющий наивысшую доходность при минимальном риске, отыскивается в точке M – O на касательной, проведенной от стоимости государственных ценных бумаг к гиперболе, отражающей множество эффективных акций.

Аналогия финансового портфеля и КС ВИЭ

Возобновляемая энергетика обладает многими характерными признаками, схожими с финансовыми инструментами: солнечная инсоляция, скорость ветра, скорость течения реки (в меньшей степени) – стохастические характеристики. Значительные риски при использовании возобновляемой энергетики именно по причине стохастичности процессов являются основной проблемой для крупных энергогенерирующих компаний и частных потребителей при решении вопроса внедрения и распространения ВИЭ.

Приведенные в финансовой модели Дж. Тобина факторы (наличие набора разных акций, стохастичность дохода, риск) привели к мысли о возможности использования теории оптимального финансового портфеля в разработке методологии оптимальной КС ВИЭ в составе нескольких разнотипных систем (ветро-, гидро-, солнечные ФЭП, солнечные коллекторы, биогазовые и геотермальные установки, а также тепловые насосы).

Такие системы, основной особенностью которых является одновременно использование сразу нескольких видов возобновляемых источников энергии, и есть комплексные системы ВИЭ или просто – КС ВИЭ.

Необходимость использования именно КС ВИЭ, а не монокомплексов ВИЭ с одним источником энергии, объясняется для России следующими факторами:

– относительно низкая средняя инсоляция на большой территории страны, обусловленная географическим расположением (120–200 Вт/м^2);

– низкоэнергетический ветер со средней скоростью 3–5 м/с на 65–70 % территории страны, обусловленный резко континентальным климатом и удаленностью территорий от морей и океанов;

– значительные расстояния от мощного производителя до удаленных децентрализованных потребителей электроэнергии (сотни и тысячи км);

– низкая плотность населения и экономическая нецелесообразность возведения или восстановления ветких протяженных линий электропередач.

Указанные факторы обусловили широкое распространение в 50–60 гг. XX в. и до настоящего времени дизель-генераторов как надежного, безрискового источника энергии. Основной проблемой их

использования является дорогостоящая топливная составляющая, которая при использовании ВИЭ равна нулю.

В качестве измерителя риска в выработке энергии на оборудовании ВИЭ может использоваться второй момент распределения (дисперсия) себестоимости выработки 1 кВт·ч эл. энергии всей КС ВИЭ. Диверсификация оборудования, при правильном ее применении, приводит к уменьшению этой дисперсии при всех прочих равных условиях. Диверсификация базируется на простой гипотезе. Если каждая компонента комплекса (в рассматриваемой задаче это – оборудование ВИЭ) характеризуется некоторой дисперсией себестоимости выработки 1 кВт·ч, то себестоимости выработки 1 кВт·ч эл. энергии в КС ВИЭ имеют дисперсию, определяемую его составом. Таким образом, изменяя состав оборудования КС ВИЭ, можно менять суммарную дисперсию надежности, а в некоторых случаях свести ее к минимуму.

Для России, располагающей огромными территориями, сверхудаленными друг от друга (по меркам территорий стран Европы, Азии), централизованным производителем и потребителями энергии, а также высокими значениями ГСОП (градусо-суток отопительного периода), применение комплексных систем с использованием ВИЭ может стать наиболее эффективным решением энергообеспечения удаленных потребителей с использованием возобновляемых источников энергии.

Цель данной монографии – представить теоретические основы, классификацию и методику расчета комплексной системы ВИЭ (КС ВИЭ) как энергетически взаимосвязанной единицы, с учетом различных сочетаний видов источников энергии, и характеризующейся определённым уровнем установленной мощности для использования на удаленных децентрализованных объектах.

Россия – страна с огромными территориями, значительная часть которых имеет относительно небольшой удельный потенциал возобновляемых источников энергии в силу значительных территорий с резко континентальным климатом. Он, как уже отмечалось, характеризуется низкими ветропотенциалом (скорость ветра 3–5 м/с) и инсоляцией (125–200 Вт/м^2). В то же время сами территории являются неоценимым ресурсом для комплексного использования более широкого ряда нетрадиционных и возобновляемых источников энергии (ВИЭ) [7].

Для повышения эффективности и надежности энергообеспечения удаленных объектов могут применяться системы с расширенным набором разных видов источников – КС ВИЭ. Внедрение комплексных систем с широким рядом ВИЭ осложняется для разработчиков и проектантов необходимостью знания ими технических и функциональных особенностей каждого из нетрадиционных и возобновляемых источников: наряду с ДГ (дизель-генераторами) и ГГ (газогенераторами) – ВЭУ (ветроэлектрических установок), ФЭП (фотоэлектрических преобразователей), СК (солнечных коллекторов), мГЭС (микро- и мини-гидроэлектростанций), ТН (тепловых насосов), БГУ (биогазовых установок), ВН (ветронасосов). Кроме того, возможность применения различных сочетаний ВИЭ определяется наличием или отсутствием соответствующих климатогеографических факторов и, конечно, экономической целесообразностью.

Для внедрения комплексных систем энергоснабжения на базе возобновляемых источников энергии необходимо проведение научных исследований и разработок, учитывающих природно-климатические характеристики региона, его ресурсные возможности, а также соотношения мощностей устанавливаемого оборудования ВИЭ.

Все это в целом определяет актуальность разработки методики оптимизации состава энергетических систем на основе математического анализа, учитывающего расширенный состав комплекса ВИЭ на объекте.

В связи с принятием Закона № 261 «Об энергосбережении, о повышении энергетической эффективности…» и энергетической стратегии России на период до 2030 г. ещё более актуальной становится задача поиска новых рациональных решений в развитии региональной энергетики, что позволяет обеспечить ускорение реализации планов поэтапного внедрения ВИЭ в энергетический оборот, снижение выбросов ТЭК на органическом топливе в окружающую среду, а также повышение социальных эффектов (занятость населения, рост образовательного уровня) [2].

В настоящее время научные исследования в области возобновляемой энергетики ведут более 30 научных организаций России, в том числе: ФТИ им. А. Ф. Иоффе, Всероссийский институт электрификации сельского хозяйства (ВИЭСХ), НИИ «Квант», ЭНИН им. Кржижановского, НПО «Астрофизика», РИВТАН, МГУ им. М. В. Ломоносова, Уральский федеральный университет име-

ни первого Президента России Б. Н. Ельцина, НПО «Машиностроение», Московский энергетический институт-ТУ, Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого, Московский государственный строительный университет, АО «Ленгидропроект», АО «Гидропроект», Карельский научный центр РАН, ЦАГИ им. Н. Е. Жуковского, МКБ «Радуга», ВНИИЭ, ЦНИИ «Электроприбор», Кольский научный центр РАН, ВНИИПИгеотерм, АО «Геотерм», АО «Наука», НИЦ «ЭкоРос», МВТУ им. Баумана, Сибирский научный центр РАН, МГУ инженерной экологии, ОКБ «Карат» и другие.

Одним из направлений исследований в Уральской федеральном университете имени первого Президента России Б. Н. Ельцина является разработка методологии комплексного подхода к выбору параметров энергоустановок с широким спектром использования нетрадиционных и возобновляемых источников энергии и предложение алгоритма определения оптимальной как в техническом, так и в экономическом отношении КС ВИЭ.

Основные задачи, рассматриваемые в данной работе, можно условно разделить по следующим трем категориям:

анализ основных ВИЭ и их сочетаний для удаленного объекта с целью создания энергоэффективных систем, обеспечивающих минимум энергозатрат в течение года, и максимально эффективное использование энергии, производимой в автономных условиях;

разработка общей методологии технико-экономического анализа возможных вариантов электроснабжения удаленного автономного жилища в климатических условиях средней полосы России с внедрением комплексного подхода в использовании ВИЭ;

разработка комплексного подхода к выбору параметров комбинированных энергоснабжающих систем на основе применения математической модели, учитывающей использование энергии солнца, ветра, гидропотенциала, биоотходов животноводства, низкопотенциального тепла в тепловых насосах для энергоснабжения небольших по мощности автономных объектов, удаленных от централизованных систем энергообеспечения.

Методы исследования. В работе, исходя из постановки решаемых задач и с учетом особенностей исследуемого объекта, при получении основных результатов использовались как теоретические, так и экспериментальные методы исследований. Методическую базу ис-

следований составили теоретические основы теплотехники, ветроэнергетики, фотовольтаики, биометангенерации, апробированные классические методы гидравлики, теория автоматического управления, теоретическая электротехника, численные методы математического моделирования, теория рабочих процессов двигателей внутреннего сгорания и тепловых насосов. Математические построения и рассмотрение функционирования КС ВИЭ базируются на предложенной целевой функции и методе выпуклой оптимизации.

Моно- и комплексные энергетические системы ВИЭ

Современная энергетика характеризуется усилением тенденций диверсификации источников на базе развития новых технологий, совершенствования систем безопасности, получения новых материалов и дистанционных средств управления.

Возобновляемая энергетика занимает особое место среди всех видов энергии.

В составе возобновляемых источников широко распространены ветроэнергетические, малые гидроэнергетические (в т. ч. микро-, мини- и малые ГЭС), солнечные установки: солнечные коллекторы (СК), солнечные фотоэлектрические преобразователи (ФЭП), биогазовые установки (БГУ), а в числе нетрадиционных источников энергии (тепла) – тепловые насосы с использованием в испарителе низкопотенциального тепла грунта, сбросных вод очистных сооружений, тепловых стоков промышленных отходов или просто окружающего воздуха до небольших отрицательных температур.

Все указанные источники энергии могут использоваться либо в моноэнергостанциях, использующих какой-либо один вид оборудования (только ВЭУ или, например, только ФЭП), либо в той или иной конфигурации в составе гибридных установок, состоящих, как правило, из дизель-генератора (для гарантированного обеспечения энергией) и вариативного набора нескольких возобновляемых источников энергии в разных сочетаниях.

Известно, что многие инновационные решения в технике базируются на стыке наук и научных исследований. Представленный материал, безусловно, в первую очередь относится к энергетике,

к относительно новому и перспективному ее направлению – возобновляемым источникам энергии.

Разумеется, без математики ни энергетика, ни даже технические отрасли, их развитие не мыслимы.

В данной монографии автор предлагает свой взгляд на проблему развития ВИЭ в стране, базирующийся на изучении теоретических основ оптимизации многофакторных стохастических процессов в экономике и финансах, описанных нобелевскими лауреатами, американскими учеными Г. Марковитцем, У. Шарпом и Дж. Тобином.

Российский лауреат Нобелевской премии Жорес Иванович Алфёров, будучи в 2003 г. в Уральском федеральном университете, подчеркнул, что будущее энергетики мира заключено в энергосбережении и достижениях в области солнечной и других возобновляемых источниках.

Свой скромный вклад в развитие российской возобновляемой энергетики призвана внести и данная монография.

Глава 1. АНАЛИЗ КОМПЛЕКСНЫХ СИСТЕМ ВИЭ В МИРЕ, В РОССИИ И ЗАДАЧИ ИССЛЕДОВАНИЙ

Энергетические потребности стран мира ежегодно возрастают. Развитие энергоснабжения и обеспечение потребностей в энергоресурсах достигается в настоящее время в основном за счет угля, нефти, газа и атомной энергетики. Относительно скорое исчерпание органических ресурсов (кроме угля) уже не вызывает принципиальных споров специалистов.

Атомная энергетика после событий на АЭС «Фукусима-1» в Японии (2011 г.) в очередной раз поставила под сомнение темпы своего развития в мире. В то же время солнечная, ветровая и другие возобновляемые источники энергии имеют ежегодный прирост установленных мощностей от 10 до 40 %.

Цель данной главы – проанализировать состояние и динамику традиционных и возобновляемых источников энергии в мире и в России, показать особенности внедрения комплексных систем ВИЭ в нашей стране и вытекающие из них задачи настоящего исследования.

Вновь отметим, что альтернативой традиционной энергетике на органическом топливе является целый спектр нетрадиционных и возобновляемых источников энергии. К ним относятся ветро-, солнечная, гидроэнергетика, использование биомасс, низкопотенциального и сбросного тепла в тепловых насосах, приливные, волновые электростанции, использование температурного градиента, изотопных источников и т. п.

Энергетическая стратегия России на период до 2030 года определила следующие темпы ввода мощностей на НВИЭ: (утверждена распоряжением Правительства РФ от 13 ноября 2009 г., № 1715-р) (см. табл. 1.1).

Таблица 1.1

Этапы внедрения ВИЭ
и производства электроэнергии в России

Этапы реализации	2009 (факт.)	I 2013–2015	II 2020–2022	III 2030
Производство электрической энергии, млрд кВт·ч	1137	1059–1245	1350–1550	1800–2210
В том числе на базе ВИЭ, без крупных ГЭС, млрд кВт·ч	*0,8 % **7,8	2,5 % 26–30	4,5 % 60–70	7 % 126–155

Примечание: * – относительное значение, ** – абсолютное значение.

Указанная динамика ВИЭ далека от показателей мировых держав-лидеров и в перспективе не может устраивать Россию.

В то же время более быстрыми темпами внедрение ВИЭ в нашей стране в настоящее время объективно не может развиваться из-за отсутствия конкурентных преимуществ и всё ещё относительно низких цен на углеводородные виды энергоисточников.

28 мая 2013 г. Правительство России приняло Постановление № 449 «О механизме стимулирования использования возобновляемых источников энергии на оптовом рынке электрической энергии и мощности».

Казалось бы, «лед (по внедрению ВИЭ) тронулся».

Однако, с одной стороны, указанное Постановление касается только трех ВИЭ: гидро-, ветро- и солнечных электрогенерирующих установок (не затронуты биоэнергетика, геотермальная энергетика). С другой, поддержку на уровне страны по этому Постановлению получают только владельцы установок мощностью 5 и более мегаватт. Таким образом, из системы стимулирования полностью исключается мелкий потребитель – частник, желающий приобрести и использовать ВИЭ.

В этой связи для поддержания многочисленных частных хозяйств, потребителей на удаленных децентрализованных территориях ещё актуальнее становится задача дальнейшего совершенствования малых систем ВИЭ мощностью от единиц киловатт до 5 МВт

и их оптимизация с задачей комплексного использования имеющегося на конкретной территории энергетического потенциала в условиях России.

Рассматриваемый в данном исследовании подход комплексного использования потенциала ВИЭ как раз предполагает вовлечение многочисленных малых потребителей, находящихся, как правило, на удаленных территориях, децентрализованных по энергоснабжению.

1.1. Современное состояние и перспективы развития возобновляемой энергетики в России

Низкие темпы развития возобновляемой энергетики в России сегодня имеют свои объективные причины. Наличие крупнейших на планете запасов газа, самые высокие показатели по добыче нефти в мире, второе место по запасам угля – все это создает условия для комфортного энергетического обеспечения в стране сегодня. Однако специалистам понятно, что за возобновляемой энергетикой, ввиду неизбежного истощения запасов органических топлив, – будущее [7].

В табл. 1.2 представлен потенциал ВИЭ в России.

Таблица 1.2

Потенциал возобновляемых источников энергии в России

Вид НВИЭ	Потенциал России
Ветроэнергетика	8,6 ГВт
Солнечная энергетика	1,1 ГВт
Мини-ГЭС	2,1 ГВт
Приливная энергетика	Более 100 ГВт

Вхождение Крыма в состав России в 2014 г. увеличило мощность ВЭС РФ на 83 МВт (табл. 1.3)

Таблица 1.3

Ветроэнергетические станции России на полуострове Крым

Название ВЭС в Крыму	Мощность, МВт	Количество	ТИП ВЭУ	Страна изготовитель	Год ввода в эксплуатацию
Донузлавская	13,3	97	USW 56-100	США	1993 (не функционирует)
Мирновская (Сакская)	18,5	155 3	USW 56-100 T600–48	США Бельгия	1998
Тарханкутская	15,9	131	USW 56-100 T600-48	США Бельгия	2001
Пресноводненская	5,6	52	USW 56-100	США	2006
Восточно-Крымская	2,7	17	USW 56-100 T-600-48	США Бельгия	2009

Общая мощность действующих солнечных электрических станций, расположенных в Крыму, составляет 297 МВт (табл. 1.4)

Таблица 1.4

Солнечные электростанции России на полуострове Крым

Название СЭС	Мощность, МВт	Район Крыма	Год ввода в эксплуатацию
Родниковое	7,5	Симферопольский	2010
Перово	105,56	Симферопольский	2011
Охотниково	82,65	Сакский	2011
Митяево	31,55	Сакский	2012
Николаевка	69,7	Симферопольский	2013

На рис. 1.1 представлено расположение ВЭС и СЭС в Крыму.

Рис.1.1. Ветроэнергетические и солнечные ЭС
на полуострове Крым

Состояние возобновляемой энергетики в Крыму в настоящее время могло бы позволить стать ему площадкой для научных исследований и внедрения самых передовых технологий в области ВИЭ. Не случайно в ноябре 2015 г. на территории Крыма запланирована встреча лучших специалистов России, занимающихся возобновляемой энергетикой. Цель – сделать полуостров передовым центром по отработке отечественных технологий ВИЭ в России, базируясь на ныне действующих, законсервированных или нерентабельных солнечных и ветровых электростанциях зарубежного производства.

Проект энергостратегии России до 2020 г. предусматривает следующую динамику в развитии возобновляемых источников энергии (табл. 1.5).

Таблица 1.5

Перспективы динамики развития ВИЭ в России

Вид возобновляемых источников энергии	Уст. мощность, МВт		Рост за 10 лет, %
	2010 г.	2020 г.	
1	2	3	4
Малые ГЭС	740	4700	640

Окончание табл. 1.5

1	2	3	4
Ветроэнергетика	16	6800	425
Солнечная энергетика	0,03	140	4660
Использование биомасс (пеллеты, мусор, метангенерация)	1450	7800	537
Геотермальная энергетика	71	750	1056
Приливная энергетика	1,5	4500	3000

Указанные индикаторы отражены в Постановлении Правительства РФ № 1-р от 08.01.2009 г. «О доведении к 2020 г. доли ВИЭ в электрогенерации России до 4,5 % (без больших ГЭС)».

При подготовке Постановления использовался Проект с обоснованием рубежей ветровых ЭС, определявший долю ВЭС в выработке электроэнергии страны к 2020 г. ≈ 1 % (17,5 млрд кВт·ч при суммарной мощности ВЭС 7 ГВт).

Дифференциация целевых показателей по видам ВИЭ (заказ государства на развитие ВИЭ) представлена в табл. 1.6.

Таблица 1.6

Целевые показатели для России по видам ВИЭ

Вид ВИЭ	Показатель/год	2008 г.	2010 г.	2015(п) г.	2020(п) г.
1	2	3	4	5	6
ВИЭ, всего	Производство	8,41	17,8	35,5	80,5
	Мощность	2 180	3 862	9 262	25 450
	Доля, %	0,9	1,5	2,5	4,5
Вид ВИЭ	Показатель/год	2008	2010	2015(п)	2020(п)
Энергия ветра	Производство	0,0097	0,21	2,6	17,5
	Мощность	12	120	1 500	7 000
Энергия солнца	Производство	0,00002	0,00003	0,2	1,1
	Мощность	0,02	0,02	150	750
Малые ГЭС	Производство	2,8	3,5	10	20
	Мощность	683	850	2 430	4 800
Энергия приливов	Производство	0	0	0,024	2,4

Окончание табл. 1.6

1	2	3	4	5	6
	Мощность	1,5	1,5	12	4 500
Геотермальная энергия	Производство	0,4	0,6	1	2,1
	Мощность	71	90	150	300
Биомасса и биогаз	Производство	5,2	13,5	22,0	36,9
	Мощность	1 413	2 800	5 000	7 850
Прочие ВИЭ	Производство	0	0	0,08	0,5
	Мощность	0	0	20	250

Представленная динамика роста ВИЭ демонстрирует хоть и незначительный (в сравнении с мировыми темпами), но устойчивый рост запланированных показателей по всем направлениям.

1.2. Энергетические комплексы ВИЭ в мире

В настоящее время подавляющее число систем ВИЭ мира представлено монокомплексами. К ним относятся ветроэнергетические фермы, солнечные электрические станции, малые ГЭС, геотермальные ТЭС и ЭС и т. д.

Самые крупные монокомплексы ВИЭ применяются в следующих странах: США, Китай, Германия (ветрофермы, солнечные фотоэлектрические станции); Франция (приливная электростанция «Ранс»), Япония, Ю. Корея (солнечные ФЭС); США, Италия, Исландия (геотермальные). Их характеристики широко представлены в литературе, учебно-методических материалах и электронных средствах информации [8]. Среди самых больших по установленной мощности моностанций – ВЭС в штате Калифорния (США) – установленной мощностью 1550 МВт; ветроморская ВЭС Horns Rev 2, расположенная в Северном море, в 30 км от западного побережья Ютланда (Дания), мощностью 210 МВт; по фотоэлектричеству – КНР, установленная мощность в конце 2010 г. – 900 МВт, к 2012 г. – уже 2 ГВт, а целевой показатель КНР к 2015 году – 15 ГВт установленной мощности; из строящихся ФЭС – в США (штат Калифорния, округ Сан Луис Обиспо), мощность ≈550 МВт.

Мощность солнечных тепловых коллекторов, работающих по всему миру, составила 290,2 ГВт (при занимаемой площади в 250 миллионов квадратных метров) к концу 2014 года. Среди них 188,4 ГВт относятся к плоским с остеклением и вакуумированным коллекторам

и 27,4 ГВт к плоским без остекления. Мощность воздушных коллекторов составила 1,8 ГВт.

Подавляющее большинство установок находится в Китае (114,5 ГВт), Европе (33,1 ГВт) и США и Канаде (19,6 ГВт), что вместе составляет 88,2 % от общей установленной мощности.

Остальную часть делят между собой Австралия и Новая Зеландия (5,7 ГВт), Южная Америка (5,4 ГВт), прочие азиатские страны, такие как Южная Корея, Тайвань, Тайланд, Индия (5,1 ГВт), Япония (4,9 ГВт), Израиль и Иордания (3,8 ГВт) и некоторые страны Африки (1,4 ГВт).

1.3.Опыт эксплуатации комплексных систем ВИЭ за рубежом

Во многих странах мира мощные системы ВИЭ базируются, как известно, на использовании моноветро-, моносолнечных фотоэлектрических или моносолнечных теплогенерирующих комплексов.

В то же время имеются многочисленные примеры одновременного применения двух и более видов ВИЭ.

В Канаде для обеспечения энергией отдаленных поселков применяются гибридные схемы – ветродизельные и ветроводородные. Водород используется для производства электроэнергии в двигателях внутреннего сгорания. Ветроводородная схема применяется в проекте Prince Edward Island Wind-Hydrogen Village и в городе Рамеа. Мощность генератора водорода составляет 250 кВт. Ежегодно он позволяет экономить 120 тыс. л топлива, тем самым предотвращает выбросы в атмосферу: CO_2 – 320 т, NO_x – 6,8 т, SO_2 – 0,6 т.

В институте TAFE Tasmania (Австралия) действует комплекс, состоящий из двух ветроустановок, электролизера и дизельной установки, которая приспособлена для работы с водородом.

Пример эффективного использования ВД ЭК: на острове Фэр (Шотландия) для поселка с населением 70 человек была построена электростанция с двумя ДЭС, первой (мощность – 20 кВт) было достаточно для электроснабжения летом, а другой (50 кВт) – для электроснабжения зимой (см. табл. 1.7). Ветровые условия на острове весьма благоприятны. Средняя скорость ветра – 9,6 м/с. В июне 1982 года там была установлена ВЭС мощностью 50 кВт. С тех пор производство энергии возросло в 3,7 раза. Эксплуатация ВДУ на острове Фэр показала, что себестоимость электрической энергии, получаемой от ДЭС, составляла 8 центов/кВт·ч, а от ВЭС –

3,5 цента/кВт·ч. Для этой станции было разработано специальное устройство, которое показывало, когда счетчик энергии переключается на более высокий тариф.

Таблица 1.7

Производство энергии
на комплексной ветродизельной установке (ВДУ) (о. Фэр)
за год работы

Производство энергии на острове Фэр за год работы	Выработка энергии	
Энергоустановка	абс. кол-во, кВт·ч	отн. кол-во, %
Комплексная ВДУ	185 024	100,00
ВЭС	168 895	91,28
ДЭС	16 147	8,72

1.4. Краткий анализ исследований комплексных систем ВИЭ в России

Мировой опыт освоения ресурсов возобновляемых источников энергии (ВИЭ) показывает, что использование только одного вида ВИЭ в системах энергоснабжения автономных потребителей не всегда позволяет обеспечить надежное и бесперебойное энергоснабжение из-за физических особенностей самих ВИЭ. Как правило, энергоснабжение автономных потребителей за счет ВИЭ стараются обеспечить путем комбинации разных видов ВИЭ в так называемые энергетические комплексы (ЭК). В их состав обычно входят энергоустановки на базе ВИЭ, дизельные (бензиновые) энергоустановки (ДЭУ), а также разного вида системы аккумуляции энергии.

Во Всероссийском институте электрификации сельского хозяйства (ВИЭСХ, г. Москва) ведутся работы по большинству направлений возобновляемой и нетрадиционной энергетики. Под руководством академика, д-ра техн. наук Стребкова Д. С. в ВИЭСХе созданы научные школы в большинстве основных направлений ВИЭ, которые в своих исследованиях и разработках учитывают особенности климатогеографических характеристик России [9–10].

Неоценимый вклад в развитие возобновляемой энергетики Российской Федерации внес и продолжает вносить руководитель секции ВИЭ РАО ЕЭС, д-р техн. наук Безруких П. П. [11]. Он более 10 лет объединяет усилия всего научного сообщества, занимающегося вопросами исследований и внедрения ВИЭ в РФ. Благодаря его

усилиям в России, в условиях могущественных газо- и нефтяных монополий, наличия значительных запасов органических ресурсов, удалось на государственном уровне последовательно отстаивать и продвигать вопросы развития ВИЭ.

Существенный вклад в становление возобновляемой энергетики внес и продолжает вносить Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого (завкаф., д-р техн. наук, академик Васильев Ю. С., а до недавнего времени – д-р техн. наук, проф. Елистратов В. В.). Учеными университета проведены исследования потенциала возобновляемых источников энергии во всех регионах России, созданы атласы и справочники по потенциалам федеральных округов и областей Российской Федерации, что позволяет рассчитывать комплексный потенциал энергии при использовании различных сочетаний ВИЭ [12–13].

Выполненные в МЭИ-ТУ д-ром техн. наук, проф. Виссарионовым В. И., Малининым Н. К. и Дорошиным А. Н. расчеты показывают, что уже сегодня возможно создание ЭК на основе комплекса ветровой, теплонасосной, дизельной установок и системы аккумуляции водорода. При этом имеется возможность отказаться от использования ДЭУ [14–15]. Однако для окончательного решения данного вопроса требуется эксплуатационный опыт. В целом же расчеты и исследования показывают высокую энергетическую эффективность комплекса, а при решении проблем доставки топлива – и экономическую эффективность. Основным недостающим звеном в указанных расчетах являлось отсутствие реальной апробации комплексной установки ВИЭ с опытом эксплуатации и статистических данных по ее функционированию.

В работах известного российского ученого д-ра техн. наук, профессора Бутузова В. А. показано, что в РФ ВИЭ наиболее широко (кроме Крыма) используются в Краснодарском крае, где

– ежегодно добывается до 10 млн. м^3 геотермальной воды;

– эксплуатируется более 70 солнечных водонагревательных установок общей площадью более 6,5 тыс. м^2;

– десятки ветроагрегатов и фотоэлектрических преобразователей [16–17].

В результате анализа 69 скважин геотермальных месторождений Краснодарского края и республики Адыгея по характеристикам: дебет, температура на устье, общая минерализация установлены прогнозные и утверждённые запасы: суммарная расчётная тепловая

мощность 238 МВт и годовой потенциал выработки тепловой энергии – 834 тыс. МВт·ч.

Основополагающие исследованиия эффективности применения солнечных коллекторов в России, выполненные под руководством Бутузова В. А., послужили толчком для анализа возможностей и внедрения различных систем СК в более рискованном (с т. з. инсоляции и уровня ГСОП) Уральском регионе, и даже непосредственно в мегаполисе – Екатеринбурге [18].

В трудах российского ученого, д-ра техн. наук Попеля О. С. выполнены исследования следующих вариантов конфигурации комплексных ВИЭ: в качестве первичных источников энергии выбраны фотоэлектрическая батарея, ветроустановка и их комбинация [19–21]. В качестве системы аккумулирования и вторичных источников энергии используется электрохимическая батарея и комбинация с водородным накопителем. Для упрощения анализа рассмотрена возможность покрытия с помощью ВИЭ постоянной в течение года нагрузки мощностью 1 кВт.

Представленные Попелем О. С. в качестве примера результаты относились к комплексам ВИЭ, функционирующим в климатических условиях Западного Кавказа (метеостанция Бермамыт) и Сибири (Магадан) со следующими исходными данными:

– фотопреобразователи:

– КПД – 15 %, угол наклона к горизонту равен широте местности, ориентация – южная;

– ветроустановка: минимальная рабочая скорость ветра – 3 м/с, при скорости ветра более 9 м/с генерируемая мощность постоянна;

– электрохимический аккумулятор:

– КПД – 95 %, саморазряд – 0,1 % в час.

Попелем О. С. был создан комплексный стенд для экспериментальных исследований основных компонентов автономных энергоустановок с возобновляемыми первичными источниками энергии и водородными накопителями и автономная солнечно-ветровая энергоустановка для теплоснабжения ряда помещений и электропитания слаботочных систем Большого оптического телескопа Специальной астрофизической обсерватории РАН в горах Западного Кавказа. Разработаны методы математического моделирования и анализа технико-экономических показателей автономных солнечно-ветровых энергоустановок с электрохимическими аккумуля-

торами энергии и водородными накопителями для различных потребителей, расположенных в различных климатических условиях. Обоснована принципиальная возможность создания полностью автономных солнечно-ветровых энергоустановок (без сочетания с генераторами на органическом топливе) и оценены их технико-экономические показатели. Разработана и создана первая в России автономная солнечно-ветровая энергоустановка теплоснабжения и аварийного электроснабжения слаботочных потребителей Большого оптического телескопа Специальной астрофизической обсерватории РАН.

Среди выводов Попеля О. С., важных для данной работы, следующие:

– применение солнечных и ветровых установок в качестве первичных источников энергии позволяет создать полностью автономные энергоустановки, обеспечивающие в различных климатических условиях гарантированное круглогодичное покрытие электрических нагрузок, по крайней мере, небольших потребителей;

– наиболее эффективными представляются комбинированные установки, оптимально (в зависимости от климатических условий) сочетающие солнечные и ветровые установки;

– требуется развитие работ по экспериментальной отработке и дальнейшему совершенствованию математических моделей автономных энергоустановок на возобновляемых источниках энергии, являющихся необходимой основой для обоснования оптимальных их конфигураций с учетом существенно различных реальных климатических условий эксплуатации и характеристик потребителей [22].

Канд. техн. наук Сидельников А. И. (МЭИ-ТУ) предложил методику проектирования энергокомплекса на базе ВИЭ, состоящего из ветровой (ВЭС), солнечной (СЭС) и гидравлической (ГЭС) электростанций на основе имитационно-оптимизационной модели [23–24]. Методика реализована в виде программы имитационного моделирования, которая может быть использована в составе САПР энергокомплексов на базе возобновляемых источников энергии (САПР ВИЭ), в составе автоматизированной системы научных исследований в области возобновляемых источников энергии (АСНИ ВИЭ). Недостатком разработки явилось то, что практического воплощения на реальном объекте она не нашла, если не считать использования в качестве учебно-лабораторного комплекса в высшем учебном за-

ведении. Однако методика послужила одной из отправных точек для последующего развития теории оптимизации ВИЭ.

В работе казахского ученого Ташимбетова М. А., выполненной с учеными Санкт-Петербурского политехнического университета, рассматривается комплексное использование ВИЭ в республике Казахстан [25].

На примере Жамбыльской области Южного Казахстана проведено обоснование выбора комбинированного энергокомплекса на основе ВИЭ для целей электроснабжения сельского населенного пункта потребной мощностью 100 кВт [26]. Определена средняя выработка электроэнергии системы электроснабжения и показано обеспечение годового графика нагрузки потребителя. Решение задачи оптимизации установленных мощностей энергоустановок системы электроснабжения на основе ВИЭ показало, что при современных удельных капитальных затратах на такие энергоустановки комбинированное использование ВИЭ в рассматриваемом варианте является целесообразным. Недостатком работы явилось отсутствие опытной эксплуатации внедренного комплекса ВИЭ.

Важные для продвижения комплексных систем ВИЭ исследования провел д-р техн. наук Шерьязов С. К. [27]. Для эффективного энергообеспечения потребителей от ВИЭ необходимо было определить энергетические характеристики возобновляемых источников. В качестве энергетических характеристик солнечной радиации рассматривались интенсивность солнечного излучения и продолжительность солнечного сияния, а для ветрового потока – скорость ветра, обеспечивающая среднесуточную мощность ветрового потока. Энергетические характеристики ВИЭ определялись на основе данных наблюдений. При этом необходимо учитывать случайный характер поступающей возобновляемой энергии.

Ввиду стохастичности продолжительности солнечного сияния Шерьязов С. К. исследовал вероятность его появления. Им рассматривалась продолжительность солнечного сияния «внутри дня» в условиях Южного Урала. Результаты исследования показали, что наиболее вероятные часы солнечного сияния распределяются симметрично относительно полудня [28].

В ходе исследования Шерьязовым С. К. установлены осредненные значения интенсивности солнечного излучения h_S при распределении продолжительности солнечного сияния *(S)* симметрично

относительно полудня. Интенсивность солнечного излучения предложено определить как

$$h_S = h_0 \cdot b_S \cdot exp\left(-0,25\frac{S}{S_0}\right), \quad (1.1)$$

где h_0 = 1360 Вт/м^2 – солнечная постоянная;

b_S – коэффициент, зависящий от времени года, приведен в табл. 1.8;

S_o – возможная продолжительность солнечного сияния (долгота дня), ч.

Таблица 1.8

Параметр уравнения интенсивности солнечной радиации

Параметр	Месяц											
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
b_S	0,3	0,4	0,45	0,5	0,55	0,6	0,55	0,5	0,45	0,4	0,3	0,2

Коэффициент b_S показывает долю солнечной постоянной, приходящую на горизонтальную поверхность в полдень. Произведение коэффициента b_S на солнечную постоянную позволяет определить интенсивность солнечной радиации в полдень. Коэффициент b_S имеет ярко выраженный годовой ход и в летний период имеет наибольшее значение.

По средней интенсивности солнечного излучения, приведенной для соответствующей продолжительности солнечного сияния, несложно определить солнечную радиацию за заданное время S:

$$H_S = h_S S. \quad (1.2)$$

Для объективной оценки поступающей солнечной энергии необходимо знать вероятность появления продолжительности солнечного сияния, которая характеризует ее обеспеченность $p(S)$. Вероятностная характеристика дневной продолжительности солнечного сияния определяется для каждого месяца по данным наблюдений метеорологической службы.

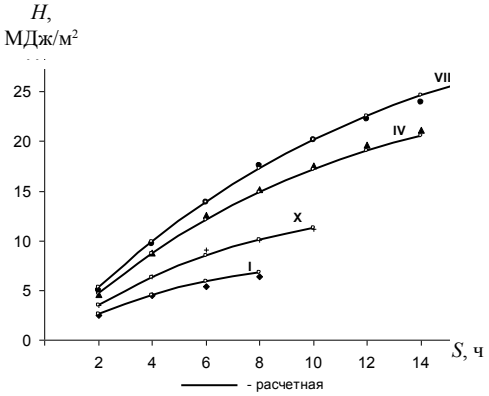


Рис. 1.2. Зависимость суммарной солнечной радиации от продолжительности солнечного сияния внутри дня

Известно, что удельная мощность ветрового потока представляется как осредненная величина за расчетный период и необходимо знать осредненную величину v^3. Для этого требуется знать распределение повторяемости скорости ветра, которую можно определить для каждого месяца по данным наблюдений.

Тогда по эмпирической повторяемости ($t_{*(v)}$) или дифференциальной функции распределения $f(v)$ скорости ветра можно определить ожидаемую среднюю мощность ветрового потока за расчетный период, Вт/м²,

$$\overline{N}_0 = \frac{1}{2}\rho\int_0^\infty v^3 f(v)dv = \frac{1}{2}\rho(v^3)_{\text{ср}} \quad . \tag{1.3}$$

Среднее значение мощности ветрового потока автор рекомендует определить за сутки. Тогда скорость ветра, при которой ожидается среднесуточная мощность ветрового потока, представляется как энергетическая характеристика ветра.

Зависимость энергетической характеристики ветрового потока от средней скорости ветра (см. рис. 1.3) по Шерьязову С. К. хорошо аппроксимируется уравнением вида

$$v_{\text{ср.м}}=1{,}4+1{,}1v_{\text{ср}}, \tag{1.4}$$

где $v_{\text{ср}}$ – средняя скорость ветра за месяц, м/с

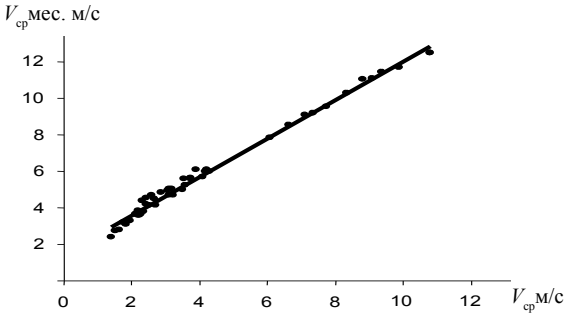


Рис. 1.3. Зависимость энергетической характеристики ветрового потока от средней скорости ветра

Недостатком исследований явилось отсутствие реализованной системы комплексного использования различных видов ВИЭ для полномасштабной апробации теоретических расчетов.

В целом комплексное использование ВИЭ до последнего времени ограничивалось ввиду объективных обстоятельств и неконкурентоспособности (дороговизны) оборудования для широкомасштабного применения. Однако рост тарифов на энергетические услуги и органическое топливо выводит вопрос повышения эффективности использования имеющихся возобновляемых ресурсов на новый уровень.

В связи с приведёнными примерами возникает задача продолжения исследований и поиска оптимальных решений по комплексному применению ВИЭ, предлагаемому в данном исследовании.

1.5. Проблемы энергообеспечения удаленных поселений в Свердловской области

Переход страны от одного способа производства (социалистического) к другому (рыночному) характеризовался упадком во многих отраслях промышленности и резким снижением внимания к поддержанию состояния оборудования, в частности электрических и тепловых сетей.

Свердловская область по промышленному потенциалу входит в четверку субъектов Российской Федерации (после Москвы, Санкт-Петербурга и Московской области). Энергетическое хозяйство Свердловской области вряд ли кардинально отличается по своему

состоянию от других регионов России. Поэтому данные, приведённые в табл. 1.9 по управленческим округам Свердловской области, в целом характеризуют проблему ветхости протяженных сетей в стране.

Таблица 1.9

Состояние сетей в управленческих округах Свердловской области

Управленческие округа Свердловской области	Тепловые сети, км (только муниципальные)		Электрические сети, км (только муниципальные)	
	Всего	в т. ч. ветхие	Всего	в т. ч. ветхие
Восточный УО	675	310,8	1483	357
Западный УО	856	522,5	3960	1445,2
Северный УО	894	332,3	2240,2	192
Южный УО	1095	360,7	2641,1	930
Горнозаводской	1222,4	337,3	3914,7	1889,1
г. Екатеринбург	1404,6	611,9	1417,5	697,8
ВСЕГО по области	6147,8	2475,3	15657,4	5513,0

Таким образом, около 30 % всех сетей требуют в н. в. ремонта или замены, что влечёт необходимость весьма значительных финансовых вложений. В противном случае усугубляется риск возникновения аварийных ситуаций.

В июле 2012 г. была проведена ознакомительная поездка экспертов в удаленные малонаселённые поселки Ивдельского района Свердловской области (500 км на север от областного центра Екатеринбурга) с участием автора данной монографии.

Цель поездки – оценить готовность удаленных населенных пунктов к зимнему периоду и предложить мероприятия по энергообеспечению децентрализованных территорий и повышению его надежности.

Основной вывод экспертов: энергоснабжение удаленных поселков протяженными линиями электропередачи находится под постоянной угрозой и требует значительных затрат на поддержание и восстановление.

Перечень населённых пунктов и количество проживающих в одном из удаленных районов (Ивдельском) представлены в табл. 1.10. В данной таблице представлен расчет годового объема газа, потенциально необходимого для обеспечения каждого населённого пункта

без указания затрат на прокладку газопроводов. Понятно, что для 5–10 жителей удаленного поселка тянуть нитку газопровода длиной 35–50 км экономически нецелесообразно. Поэтому единственным источником энергии там остаются дизель-генераторы, требующие постоянной доставки топлива. Руководство МРСК не считает возможным восстановление всех имеющихся в Ивдельском районе ЛЭП по причине отсутствия финансирования.

В этой связи актуальным становится вопрос об обеспечении удаленных населённых пунктов набором возобновляемых источников энергии. Для повышения эффективности и надежности энергообеспечения удаленных децентрализованных объектов, в качестве альтернативы, могли быть применены системы с расширенным набором разных видов ВИЭ, т. е. комплексные системы на базе возобновляемых источников энергии – КС ВИЭ.

В их числе классические установки, использующие ветровую, солнечную и гидроэнергию, биогазовые технологии с метангенерацией отходов животноводства и сельского хозяйства, а также нетрадиционные источники – тепловые насосы, преобразующие низкопотенциальное тепло грунта, воздуха, морей, а также сбросных вод и мусоросборочных полигонов.

Таблица 1.10

Населённые пункты с децентрализованным энергоснабжением

Населенный пункт	Численность проживающих, чел.	Кол-во инд. домов, ед.	Годовой расход газа (потенциально), тыс. м^3
Бурматово	50	17	66,48
Верхний Пелым	8	3	11,53
Вижай	31	10	39,48
Глухарный	92	31	123,32
Денежкино	348	116	455,26
Екатерининка	400	133	563,28
Ивдель	17775	5925	55319,2
Лангур	133	44	172,92
Лозьвинский	180	60	235,48

Окончание табл. 1.10

Населенный пункт	Численность проживающих, чел.	Кол-во инд. домов, ед.	Годовой расход газа (потенциально), тыс. $м^{3.}$
Маслово	560	187	780,56
Митяево	5	2	7,61
Нагорный	7	2	8,09
Надымовка	132	44	105,69
Оус	1504	501	3117,9
Полуночное	2640	880	4103,3
Понил	25	8	31,63
Пристань	0	0	0
Северный	135	45	176,61
Старая Сама	590	197	2804,9
Суеватпауль	4	1	4,16
Талая	4	1	4,16
Улымсос	2	1	3,69
Хорпия	80	27	105,73
Шипичный	132	44	172,69
Юркино	0	0	0
Юрта Анямова	30	10	39,25
Юрта Бахтиярова	17	6	23,1
Юрта Курикова	6	2	7,85
Юрта Пакина	8	3	11,54
Юрта Хандыбина	2	1	3,69
Всего	24900	8301	68499,1

В целом по России показатели количества децентрализованных потребителей представлены в табл. 1.11.

Таблица 1.11

Потенциальные децентрализованные потребители ВИЭ в России

Численность жителей в населенном пункте, чел.	Сельские жители (оценка 2011 г.)	Вахтовые поселки (оценка 2011 г.)	Жители малых городов Севера	Охотники, рыбаки, кочевники, геологи, строители ЛЭП и трубопроводов
До 50	2640 61,800	2260 60,800		8000 52,000
От 51–500	10,187 2,094,805	490 109,600		160 8,000
501–3000	5,315 5,368,160	76 55,800		–
3001–10 тыс.	338 1,882,839	40 119,600	146 373,000	–
Всего	9,407,604	345,800	373,000	60,000

Примечание. Знаменатель – число жителей.

1.6. Краткие выводы и постановка задач исследования

Министром энергетики и ЖКХ Свердловской области в 2011 г. утверждена «Стратегия развития топливно-энергетического комплекса Свердловской области на период до 2020 года» (Приказ Министра № 50 от 15.06.2011).

Разработка основных направлений и мероприятий «Стратегии» по разделу возобновляемой энергетики Свердловской области осуществлялась УрО РАН, а также УрФУ при непосредственном участии кафедры «Атомные станции и возобновляемые источники энергии» Уральского федерального университета.

Существенный вклад при разработке раздела 4.6 «Возобновляемые источники энергии» «Стратегии развития ТЭК Свердловской области на период до 2020 г.» внесли заведующий кафедрой АС и ВИЭ УрФУ доктор технических наук профессор С. Е. Щеклеин и автор данной работы. При подготовке предложений для включения в раздел ВИЭ «Стратегии…» были выполнены исследования гидропотенциала Свердловской области, энергетического потенциала сбросных вод для использования на испарителях тепловых насосов, проведен анализ энергетического потенциала отходов животноводческих

комплексов на предмет использования в биогазовых установках, а также оценены возможности применения ветроэнергетических установок и солнечных фотоэлектрических преобразователей и солнечных коллекторов для условий Уральского региона.

Для Среднего Урала, как и всей России, характеризующихся на большей части своей территории резко континентальным климатом, требуется иной, по сравнению с моносистемами ВИЭ, практикуемыми в мире, подход к внедрению и использованию возобновляемой энергетики, комплексно учитывающий следующее:

– пониженные среднегодовые значения инсоляции (125–200 Вт/м^2),

– в среднем низкоэнергетический ветер (3–5 м/с),

– огромные пространства страны (17 млн км^2),

– удаленность потребителей от традиционных централизованных источников энергии (сотни и тысячи км).

Таким подходом может стать использование комплексных систем энергоснабжения на основе применения широкого ряда ВИЭ.

В связи с указанным постановка задач настоящего исследования состояла в следующем:

1. Разработать и создать в натурных условиях реальный объект для проведения комплексных исследований использования ВИЭ в различных сочетаниях видов и мощностей оборудования.

2. Разработать классификацию, предложить методологию и новый системный подход к использованию ВИЭ, базирующийся на расширенном, математически обоснованном применении оборудования различных видов возобновляемых источников энергии.

3. Разработать математическую модель КС ВИЭ и алгоритм оптимизации состава оборудования с учетом стохастических характеристик конкретной территории.

4. Провести экспериментальные исследования, математическое обоснование и натурные испытания КС ВИЭ на различных реальных объектах.

5. Исследовать потенциал ВИЭ в Свердловской области (ветроэнергетика, солнечная и гидроэнергетика, биогазовые установки, тепловые насосы) и возможности использования КС ВИЭ.

6. Разработать алгоритм и компьютерную программу для расчета оптимальной КС ВИЭ по составу и установленной мощности каждого типа оборудования для конкретных территорий.

7. Предложить новые разработки оборудования возобновляемых источников энергии и рекомендации по их конкретному использованию в составе КС ВИЭ.

Исследования проводились с 1997 г., когда в Уральском государственом техническом университете-УПИ на кафедре «Атомная энергетика» была открыта новая специальность и организована подготовка по профилю «Нетрадиционные и возобновляемые источники энергии».

С образованием в 2011 г. Уральского федерального университета имени первого Президента России Б. Н. Ельцина было изменено и название кафедры, отражающее теперь два направления в ее деятельности «Атомные станции и возобновляемые источники энергии».

Важным фактором успеха в работе явилось создание и многолетняя эксплуатация натурного объекта для экспериментальных исследований – «Энергоэффективного дома», оснащенного большим количеством разнообразных ВИЭ, которые позволили сформировать базу данных для последующей верификации с теоретическими разработками и расчетами.

Существенную поддержку на протяжении реализации проекта «Энергоэффективный дом» оказывали Правительство Свердловской области в лице Губернатора Росселя Э. Э., председателей правительства (в разное время) Воробьева А. В. и Кокшарова В. А. (ныне ректор УрФУ), заместителей председателя правительства Данилова Н. И. (заведующий кафедрой «Энергосбережение» УрФУ (1999–2014 гг.) и Штагера В. П. – министра энергетики Свердловской области и одного из первых выпускников кафедры «Атомная энергетика» УПИ.

В блок-схеме (см. рис. 1.4) приведены основные объекты и результаты внедрения по всем направлениям исследований в области возобновляемой энергетики в УрФУ за период с 1997 по 2015 гг.

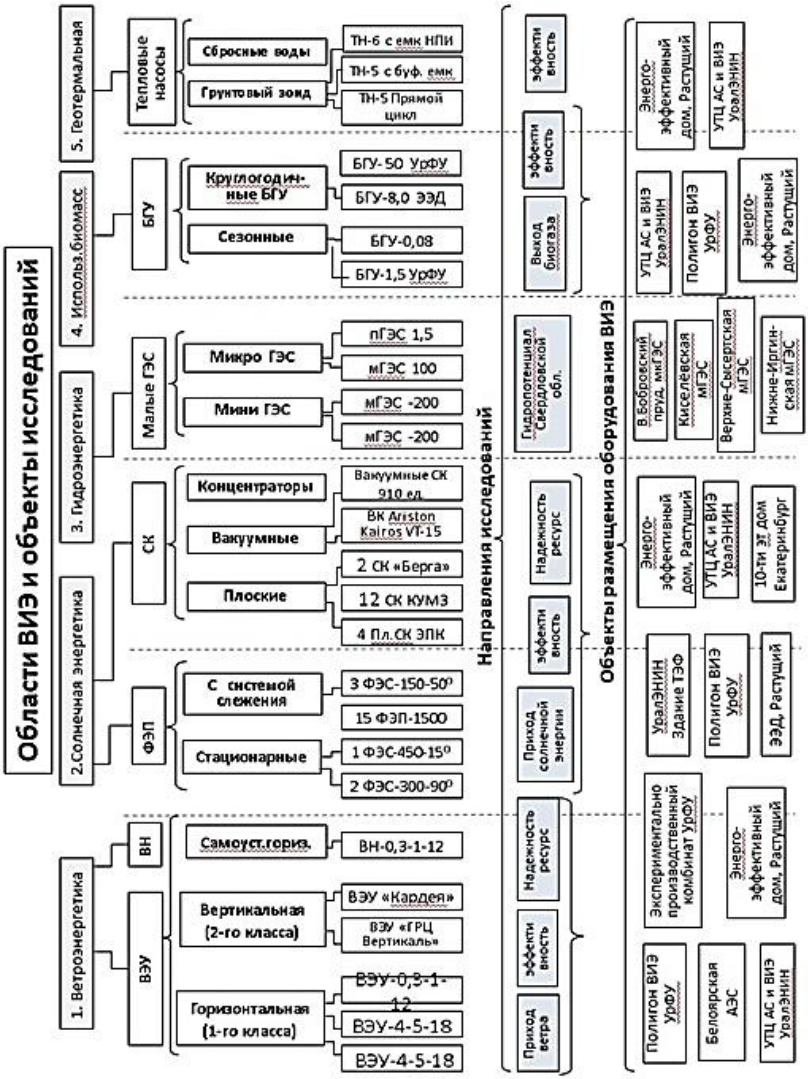


Рис. 1.4. Блок-схема комплекса исследований, выполненных в ходе работ

Глава 2. РАЗРАБОТКА И СОЗДАНИЕ ОБЪЕКТА ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОГО ДОМА ДЛЯ ИССЛЕДОВАНИЙ КС ВИЭ НА УДАЛЕННОМ ОБЪЕКТЕ

Для решения задач по исследованию эффективности обеспечения здания электрической и тепловой энергией за счет возобновляемых источников энергии необходимо было создать объект или несколько объектов, обладающих высокими теплозащитными характеристиками, и оснастить их различными ВИЭ [29]. В качестве одного из объектов для комплексных исследований была взята стандартная ферма КРС (72 × 18 м), находящаяся на балансе КСП «Косулинское» в 20 км от Екатеринбурга и более 18 лет простоявшая без какого-либо использования (см. рис. 2.1) [30].

Целью данного этапа работ на пути к исследованию КС ВИЭ была реализация проекта по реабилитации заброшенного здания КРС в объект «Энергоэффективный дом», оснащенный широким спектром нетрадиционных и возобновляемых источников энергии.

Решаемые задачи:

– разработка и осуществление мероприятий по реабилитации здания КРС и проектированию жилого дома повышенной комфортности с максимальным использованием имеющихся строительных конструкций;

– расчет ограждающих конструкций и теплозащитных характеристик дома для минимизации тепловых потерь;

– проектирование и оснащение объекта классическими, а также нетрадиционными и возобновляемыми источниками энергии;

– обеспечение тепловой защиты ограждающих конструкций здания на уровне, не ниже требуемого СНиП 23-02-2003 в течение всего срока эксплуатации здания, максимально повысив тем самым его энергоэффективность;

– исследование возможностей малозатратных технологий создания здания с низкими тепловыми потерями.

Рис. 2.1. Фото фермы КРС в пос. Растущий,
Белоярского района. Июнь 2001 г.

2.1. Организационно-правовые аспекты осуществления объекта «Энергоэффективный дом» в Уральском федеральном округе

Реабилитация заброшенной фермы крупного рогатого скота (КРС) в Белоярском районе Свердловской области и создание на её базе экспериментального объекта «Энергоэффективный дом» с комплексом возобновляемых источников энергии были инициированы учеными Уральского федерального университета (кафедра атомных станций и возобновляемых источников энергии), поддержаны руководством УрФУ, а также Правительством Свердловской области. Перед началом реконструкции объекта были получены экспертные заключения служб санитарно-эпидемиологического надзора, строительной экспертизы о возможности выполнения мероприятий по реабилитации фермы КРС в жилой дом.

Для осуществления мероприятий по созданию объекта исследований был организован потребительский жилищно-строительный кооператив (ПЖСК) «Энергоэффективный дом», научным руководителем которого стал заслуженный энергетик РФ, д-р техн. наук, профессор С. Е. Щеклеин, а директором-техническим руководителем автор данной монографии.

2.2. Технические решения при реконструкции заброшенного объекта и его реабилитации в комфортное сельское жилье

В ходе выполнения объекта «Энергоэффективный дом с комплексом возобновляемых источников энергии» и реконструкции объекта решались две основные задачи:

1. Создание объекта с высокими теплозащитными характеристиками для минимизации тепловых потерь и эффективного использования энергии, вырабатываемой ВИЭ.

2. Оснащение объекта комплексом нетрадиционных и возобновляемых источников энергии для проведения исследований эффективности их функционирования в условиях Уральского региона.

Первоначально здание бывшего коровника было очищено и освобождено от бетонных кормолотков. Все остальные строительные конструкции объекта (фундаменты, стены, несущие колонны, перекрытия кровли, гидроизоляция) были сохранены и использованы, что существенно снизило суммарные затраты на объект.

Первый этаж здания КРС был разбит на 8 примерно равных частей (будущие квартиры) и разделён перегородками из облегченных газозолобетонных блоков.

Второй этаж был надстроен и так же разделен поквартирно.

Таким образом, заброшенная ферма КРС была реабилитирована в комфортабельный таун-хаус из восьми двухэтажных сблокированных квартир.

На рис. 2.2 представлена схема разбивки реконструируемого здания на будущие квартиры. На рис. 2.3 показаны этапы реконструкции оконных и дверных проемов первого этажа будущего объекта «Энергоэффективный дом».

Существующие оконные проемы стандартной фермы КРС были дополнены вновь пробитыми для повышения инсоляции помещений в жилом доме.

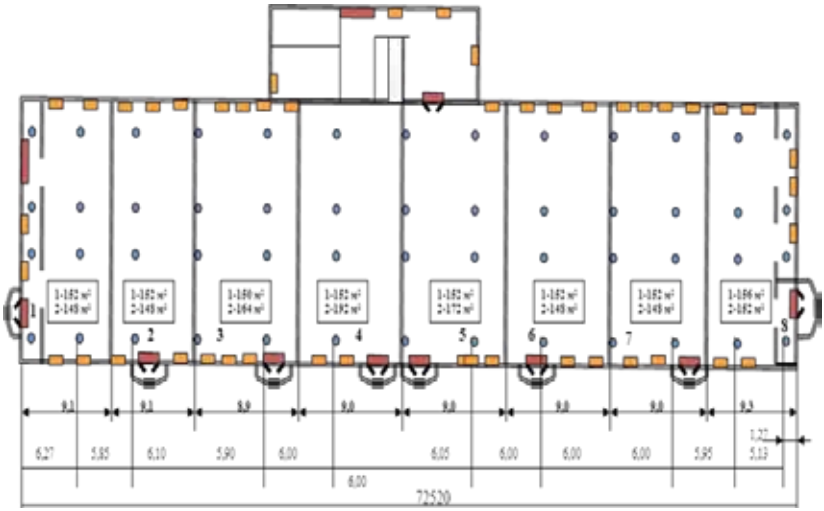


Рис. 2.2. Схема разбивки реконструируемого здания коровника
на секции-квартиры объекта «Энергоэффективный дом»
(1-й этаж)

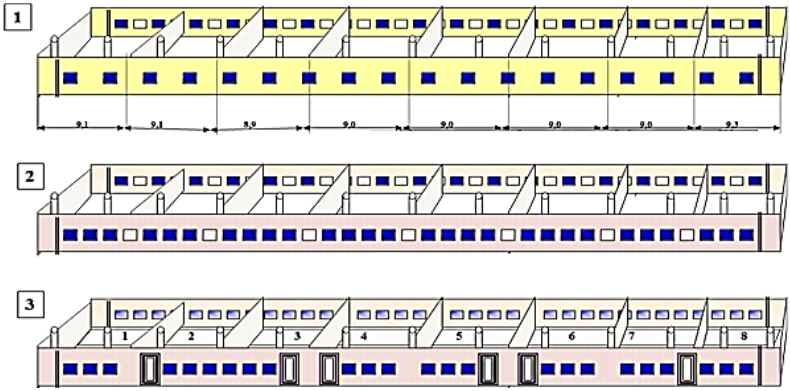


Рис. 2.3. Схема реконструкции оконных и дверных проемов в здании фермы, реабилитируемой в жилой дом (1-й этаж):
1 – схема существующих и законсервированных оконных проемов;
2 – схема реконсервации оконных проемов;
3 – схема расположения оконных и дверных проемов

Для организации второго этажа жилого здания в качестве несущих были использованы штатные колонны диаметром 577 мм, на которые были установлены двутавры. На рис. 2.4 представлена схема надстройки 2-го этажа здания.

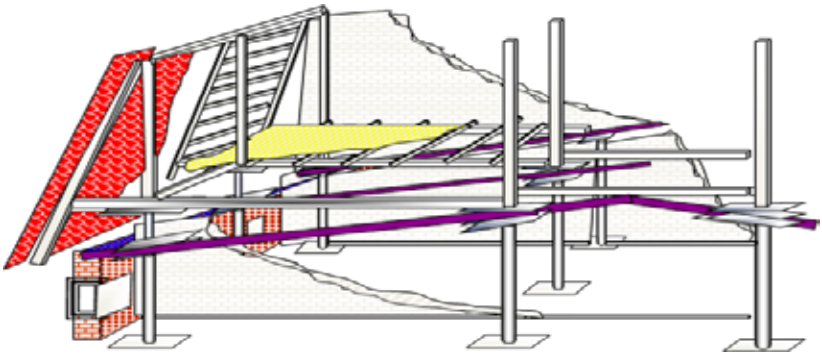


Рис. 2.4. Схема надстройки 2-го этажа
при реконструкции здания фермы, реабилитируемой
на объекте «Энергоэффективный дом»

Схема сочленения штатной несущей колонны и надстраиваемого двутавра представлена на рис. 2.5.

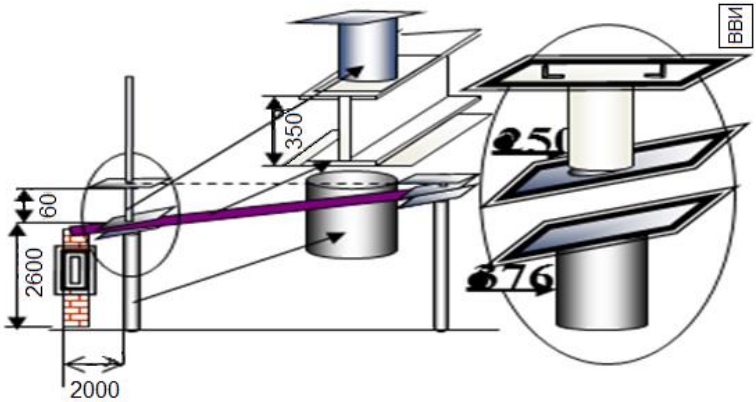


Рис. 2.5. Схема элементов для надстройки 2-го этажа
при реконструкции фермы, реабилитируемой в жилой дом

Краткая характеристика объекта:

Загородный жилой дом, предназначенный для круглогодичного проживания 8 семей.

Площадь застройки (по первому этажу), м^2 – 1024.

Количество квартир – 8.

Этажность – 2.

Площадь каждой квартиры – ок. 300 м^2, что в среднем соответствует площади одного автономного дома (коттеджа), требующего энергетических ресурсов для электро- и теплоснабжения.

При проектировании рассматривались варианты такого же по общей площади дома с 12-ю и 16-ю квартирами, с соответствующей площадью каждой квартиры по 180 и 150 м^2.

В Европе к настоящему времени сложилась классификация зданий по энергоэффективности [31–32]:

ДНЭ – дома низкого энергопотребления;

ДУЭ – дома ультранизкого энергопотребления;

пассивные – не нуждающиеся в отоплении.

Задачей при строительстве объекта для использования КС ВИЭ было максимальное снижение теплопотерь.

2.3. Расчет термических сопротивлений ограждающих конструкций объекта «Энергоэффективный дом»

С целью эффективного использования энергетических ресурсов ВИЭ необходимо было выполнить расчет тепловой нагрузки по каждой квартире и по всему объекту в целом. Задача снижения тепловых потерь в доме была крайне важна в связи с высокой стоимостью вырабатываемой возобновляемыми источниками энергии и необходимостью рачительного её использования.

Для расчета тепловых характеристик здания требуется знание ряда параметров, которые характеризуют объект, в зависимости от его местоположения.

В табл. 2.1 представлены исходные данные для города Екатеринбурга:

Таблица 2.1

Исходные данные для города Екатеринбурга

Наименование показателя	Обозначение	Ед.изм.	Значение
Район строительства пос. Растущий, Белоярский район			
Средняя температура наиболее холодной пятидневки обеспеченностью 0,92 (СНиП 23-01-99)	$t_н$	°С	- 35
Средняя температура отопительного периода (СНиП 23-01-99)	$t_с$	°С	- 6
Расчетная температура воздуха в помещении (табл. 4.2 ТСН 23-301-2004 Свердловской области)	$t_в$	°С	21
Продолжительность отопительного периода (табл. 4.3 ТСН 23-301-2004 Свердловской области)	Z	°С	230
Назначение здания (СНиП 23-01-99)	Жилое		
Нормируемый температурный перепад между температурами внутреннего воздуха и температурой внутренней поверхности ограждающей конструкции (табл. 5 СНиП П-3-79*)			
– наружных стен	Δt_n	°С	4
– покрытий и чердачных перекрытий	Δt_n	°С	3
– перекрытий над подъездами и подвалами	Δt_n	°С	2

Требуемое приведенное термическое сопротивление определяется по табл. 4 в СНиП 23-02-2003 в зависимости от градусо-суток отопительного периода (ГСОП).

Уровень ГСОП определяется по формуле (2.1) в СНиП 23-02-2003:

$$ГСОП = (t_в - t_с)\cdot Z, \qquad (2.1)$$

где $t_в$ – температура воздуха в помещении, °С;

$t_с$ – средняя температура отопительного периода, °С;

Z – продолжительность отопительного периода, сут.

ГСОП (для Екатеринбурга) = (20+ 6)·230 = 5980 °С·сут.

Данные расчётов требуемых термических сопротивлений занесены в табл. 2.2.

Таблица 2.2

Результаты расчета требуемых термических сопротивлений

Наименование конструкции	$R_{тр}$, (м^2· °С)/Вт
Стены	3,6
Покрытия	5,3
Окна и балконные двери	0,6

Для снижения теплопотерь на объекте «Энергоэффективный дом» были проведены расчеты и реализованы различные инновационные решения, способствующие снижению тепловых потерь.

Сопротивление теплопередаче R_0 ограждающей конструкции выполнялось в соответствии с СП 23-101-2004 по формуле:

$$R_0 = R_В + (R_1 + R_2 + ... + R_n) + R_Н, \qquad (2.2)$$

где $R_В = 1/\alpha_в$ – сопротивление теплопередаче внутренней поверхности ограждающей конструкции, (м^2·°С)/Вт;

$\alpha_в$ – коэффициент теплоотдачи внутренней поверхности, приведён в табл. 2.3;

R_1, R_2, ... R_n – термическое сопротивление слоев ограждающей конструкции, (м^2·°С)/Вт;

$R_Н = 1/\alpha_н$ – сопротивление теплопередаче наружных поверхностей ограждающей конструкции, (м^2·°С)/Вт;

$\alpha_н$ – коэффициент теплоотдачи наружной поверхности, приведён в табл. 2.3.

Термическое сопротивление R_n однородного слоя однослойной ограждающей конструкции определяется по формуле

$$R_n = \delta/\lambda, \qquad (2.3)$$

где δ – толщина слоя, м;

λ – теплопроводность слоя, Вт/(м^2 ·°С).

Сопротивление теплопередаче ограждающих конструкций зависит от материала конструкций и от его толщины. Из табл. 2.3 можно увидеть, что большинство ограждающих конструкций состоит из нескольких материалов разной толщины.

Приведенное сопротивление теплопередаче светопрозрачных конструкций принимается на основании сертифицированных испытаний (см. табл. 2.1), (СП 23-101-2004): для окон принимаем R_0 = 0,5 (м$^{2\cdot}$°С)/Вт.

Согласно [33] приведенное сопротивление теплопередаче наружных ограждений R_0 должно приниматься не ниже требуемых значений $R_{тр}$, которые устанавливаются по табл. 2.2 (СНиП 23-02-2003) в зависимости от градусо-суток отопительного периода.

Однако при хорошей изоляционной способности материалов допускаются отклонения от норм.

Роль теплозащитных качеств любого объекта при высокой стоимости энергоресурсов и уровне энерготарифов многократно возрастает. Эффективность применения ВИЭ в этом случае также существенно повышается.

Таблица 2.3

Сопоставление характеристик
разных ограждающих конструкций

Материал	Ограждение	δ, м	λ, Вт/(м$^{2\cdot}$°С)	$R_п$, (м$^{2\cdot}$°С)/Вт	$R_в$, (м$^{2\cdot}$°С)/Вт	$R_н$, (м$^{2\cdot}$°С)/Вт	R_0, (м$^{2\cdot}$°С)/Вт	1/ R_0, Вт/(м$^{2\cdot}$°С)
Бетон	Пол Этаж 1	0,08	1,92	0,042	8,7	23	2,6	0,39
Стяжка ц/п		0,015	0,76	0,11				
Пенополистирол		0,1	0,044	2,23				
Гидроизоляция (не учитываем)		0,01	0,17	0,059				
Ц/п раствор (не учитываем)		0,015	0,76	0,02				
Керамическая плитка (не учитываем)		0,01	0,7	0,0143				
Кирпич глин. обыкновенный	Наружная стена Этаж 1	0,51	0,7	0,73	8,7	23	5,4	0,2
Пенополистирол-бетон		0,2	0,044	4,5				
Ц/п раствор (не учитываем)		0,01	0,76	0,013				

Окончание табл. 2.3

Материал	Ограждение	δ, м	λ, Вт/(м²·°С)	$R_В$, (м²·°С)/Вт	$R_Н$, (м²·°С)/Вт	R_0,(м²·°С)/Вт	$1/R_0$, Вт/(м²·°С)
	Двойной стеклопакет			8,0	23	0,7	1,4
	Дверь двойная					1,2	0,8
Плиты минераловатные ROCKWOOL ЛАЙТ БАТТС	Наружная стена Этаж 2	0,2	0,08	8,7	23	2,7	0,37
Гипсокартон (не учитываем)		0,01	0,34				
Плиты минераловатные ROCKWOOL ЛАЙТ БАТТС	Покрытие	0,15	0,08	8,7	23	2,7	0,4
Гипсокартон (не учитываем)		0,01	0,34				

2.3.1. Расчет теплопотерь через ограждающие конструкции объекта «Энергоэффективный дом»

Расчет тепловых потерь для объекта, использующего возобновляемые источники энергии, как указывалось и ранее, крайне актуален для учета и поиска решений по их минимизации и эффективного использования энергии, вырабатываемой ВИЭ.

Исходные данные для расчета тепловых потерь в доме.

Расчет производится по методике, изложенной в СНиП 2.04.05-91.

Результаты расчета на тепловые потери через каждую ограждающую конструкцию сведены в табл. 2.2.

Исходные данные для проектирования:

Климатический район по СНиП 23-01-99 – г. Екатеринбург

Данный расчёт выполнен со 100 % нагрузкой на среднюю температуру наиболее холодной пятидневки обеспеченностью 0,92 (СНиП 23-01-99*).

Температура наружного воздуха $t_Н$: –35 °С.

Средняя температура отопительного периода: –6 °С.

Продолжительность отопительного периода: 230 сут.

Расчётная температура воздуха в помещении: 21 °С.

Трансмиссионные теплопотери и расход теплоты на нагрев вентиляционного воздуха определяются по СНиП 2.04.05-91 «Отопление, вентиляция и кондиционирование».

Основные и добавочные потери теплоты определяются путем суммирования потерь теплоты через отдельные ограждающие конструкции Q, Вт, с округлением до 10 Вт для помещений по формуле

$$Q_{тр}=A(t_р-t_{ext})\cdot(1+\sum\beta)n/R_0, \quad (2.4)$$

где А – расчетная площадь ограждающей конструкции (каждой из стен, пола, потолка, окон, дверей), м^2;

$t_р$ – расчетная температура воздуха в помещении, ^{o}С;

t_{ext} – расчетная температура наружного воздуха для холодного периода года при расчете потерь теплоты через наружные ограждения, т. е. средняя температура, °С, периода со средней суточной температурой воздуха ниже или равной 8 °С;

β – добавочные потери теплоты в долях от основных потерь, определяемые по СНиП 2.04.05-91. Добавочные потери теплоты β через ограждающие конструкции принимаются в долях от основных потерь в помещениях любого назначения через наружные вертикальные и наклонные (вертикальная проекция) стены, двери и окна, обращенные на север, восток, северо-восток и северо-запад в размере 0,1, на юго-восток и запад – в размере 0,05; в угловых помещениях дополнительно – по 0,05 на каждую стену, дверь и окно, если одно из ограждений обращено на север, восток, северо-восток и северо-запад, и 0,1 – в других случаях;

n – коэффициент, принимаемый в зависимости от положения наружной поверхности ограждающих конструкций по отношению к наружному воздуху, приведен в табл. 2.3;

R_0 – сопротивление теплопередаче ограждающей конструкции, определяется по табл. 2.2, (м$^2\cdot^o$С)/Вт.

2.3.2. Расчет тепловых потерь ограждающих конструкций квартир

Для проведения дальнейших исследований эффективности использования ВИЭ, учитывая пространственное расположение квартир в доме, требовалось рассчитать тепловые потери ограждающих конструкций каждой из восьми квартир [35].

Кв. № 1, северная сторона; 1-й этаж.

Определим площадь ограждающих конструкций.

$$A_{ст} = A_с - A_{ок} - A_{дв}, \qquad (2.5)$$

где $A_{ст}$ – расчетная площадь наружной стены без учета окон и дверей, м^2;

$A_с$ – расчетная площадь стены с учетом окон и дверей, м^2;

$A_{ок}$ – расчетная площадь окна, м^2;

$A_{дв}$ – расчетная площадь двери, м^2.

$A_с = 72$ м^2,

$A_{ок} = 10{,}4$ м^2,

$A_{дв} = 4{,}62$ м^2.

По формуле (2.5) получаем площадь стены без учета окон и дверей:

$$A_{ст} = A_с - A_{ок} - A_{дв} = 72 - 10{,}4 - 4{,}62 = 56{,}98 \text{ м}^2.$$

Тепловые потери через северную сторону определяются согласно формуле (2.4):

$$Q_с^1 = A_с(t_р - t_{ext})\,(1+\sum\beta)n/R_о = 56{,}98\,(21-(-35))\,\frac{(1+0{,}1+0{,}05+0{,}05)}{5{,}4} = 710 \text{ Вт},$$

$$Q_{ок}^1 = A_{ок}(t_р - t_{ext})\,(1+\sum\beta)n/R_о = 10{,}4\,(21-(-35))\,\frac{(1+0{,}1+4\cdot 0{,}05)}{0{,}7} = 1080 \text{ Вт},$$

$$Q_{дв}^1 = A_{дв}(t_р - t_{ext})\,(1+\sum\beta)n/R_о = 4{,}62\,(21-(-35))\,\frac{(1+0{,}1+2\cdot 0{,}05)}{5{,}4} = 260 \text{ Вт},$$

где $Q^1_с$, $Q^1_{ок}$, $Q^1_{дв}$ – тепловые потери соответственно через стену, окна и двери, Вт.

Суммарные потери через северную сторону 1 этажа:

$$Q_{\sum сев}^1 = Q_с^1 + Q_{ок}^1 + Q_{дв}^1 = 710 + 1080 + 260 = 2050 \text{ Вт}.$$

1-й этаж, западная сторона, кв. № 1

Определим площадь ограждающих конструкций.

$A_с = 36$ м^2;

$A_{ок} = 3{,}64$ м^2;

где $A_с$ – расчетная площадь стены с учетом окон, м^2;
$A_{ок}$ – расчетная площадь окна, м^2.
По формуле (2.5) получаем площадь стены без учета окон:

$$A_{ст}=A_с–A_{ок}=36 – 3,64 = 32,36 \text{ м}^2$$

Тепловые потери через западную сторону определяются согласно формуле (2.4):

$$Q_с^1 = A_с(t_р–t_{ext}) (1+\sum\beta)n/R_о=32,36 (21–(–35)) \frac{(1+0,05+0,1)}{5,4} = 390 \text{ Вт},$$

$$Q_{ок}^1 = A_{ок}(t_р–t_{ext}) (1+\sum\beta)n/R_о=3,64 (21–(-35)) \frac{(1+0,05+2\cdot 0,1)}{0,7} = 360 \text{ Вт},$$

где $Q^1_с$, $Q^1_{ок}$ – тепловые потери соответственно через стену и окна, Вт.

Суммарные потери через западную сторону 1 этажа:

$$Q_{\sum зап}^1 = Q_с^1 + Q_{ок}^1 = 390 + 360 = 750 \text{ Вт}.$$

1-й этаж, восточная сторона, кв. № 1.

Определим площадь ограждающих конструкций.

$A_с = 36$ м^2
$A_{ок} = 7,28$ м^2,

где $A_с$ – расчетная площадь стены с учетом окон, м^2;
$A_{ок}$ – расчетная площадь окна, м^2.
По формуле (2.5) получаем площадь стены без учета окон:

$$A_{ст} = A_с – A_{ок} =36 – 7,28 = 28,72 \text{ м}^2$$

Тепловые потери через восточную сторону определяются согласно формуле (2.4):

$$Q_с^1 = A_с(t_р–t_{ext}) (1+\sum\beta)n/R_о= 28,72 (21–(–35)) \frac{(1+0,1+0,05)}{5,4} = 340 \text{ Вт},$$

$$Q_{ок}^1 = A_{ок}(t_р–t_{ext}) (1+\sum\beta)n/R_о=7,28 (21–(–35)) \frac{(1+0,1+4\cdot 0,05)}{0,7} = 760 \text{ Вт},$$

где $Q^1_с$, $Q^1_{ок}$ – тепловые потери соответственно через стену и окна, Вт.

Суммарные потери через восточную сторону 1 этажа:

$$Q_{\sum вост}{}^{1} = Q_{с}{}^{1} + Q_{ок}{}^{1} = 340 + 760 = 1100 \text{ Вт.}$$

Тепловые потери через ограждающие конструкции всего 1 этажа квартиры № 1:

$$Q^{1}_{кв.1} = Q_{\sum сев}{}^{1} + Q_{\sum вост}{}^{1} + Q_{\sum зап}{}^{1} = 2050+750+1100=3900 \text{ Вт.}$$

2-й этаж, северная сторона, кв. № 1.

Определим площадь ограждающих конструкций.

$A_{с} = 75$ м^2

$A_{ок} = 7{,}4$ м^2,

где $A_{ст}$ – расчетная площадь наружной стены без учета окон, м^2;

$A_{с}$ – расчетная площадь стены с учетом окон, м^2.

По формуле (2.5) получаем площадь стены без учета окон и дверей:

$$A_{ст} = A_{с} - A_{ок} = 75-7{,}4 = 67{,}6 \text{ м}^2$$

Тепловые потери через северную сторону определяются согласно формуле (2.4):

$$Q_{с}{}^{2} = A_{с}(t_{р}-t_{ext})\,(1+\sum\beta)n/R_{о} = 67{,}6\,(21-(-35))\,\frac{(1+0{,}1+0{,}05+0{,}05)}{2{,}7} = 1680 \text{ Вт,}$$

$$Q_{ок}{}^{2} = A_{ок}(t_{р}-t_{ext})\,(1+\sum\beta)n/R_{о} = 7{,}4\,(21-(-35))\,\frac{(1+0{,}1+5\cdot 0{,}05)}{0{,}7} = 800 \text{ Вт,}$$

где $Q^2_{с}$, $Q^2_{ок}$ – тепловые потери соответственно через стену и окна, Вт.

Суммарные потери через северную сторону 2 этажа:

$$Q^{2}_{\sum сев} = Q^{2}_{с} + Q^{2}_{ок} = 1680 + 800 = 2480 \text{ Вт.}$$

2-й этаж, западная сторона, кв. №1

Определим площадь ограждающих конструкций.

$A_{с} = 36$ м^2

$A_{ок} = 9{,}8$ м^2

где $A_{с}$ – расчетная площадь стены с учетом окон, м^2;

$A_{ок}$ – расчетная площадь окна, м^2.

По формуле (2.5) получаем площадь стены без учета окон:

$$A_{ст} = A_с - A_{ок} = 36 – 9,8 = 26,2 \text{ м}^2 .$$

Тепловые потери через западную сторону определяются согласно формуле (2.4):

$$Q_с^2 = A_с(t_р – t_{ext}) (1+\sum\beta)n/R_о = 26,2 (21–(–35)) \frac{(1+0,05+0,05)}{2,7} = 600 \text{ Вт},$$

$$Q_{ок}^2 = A_{ок}(t_р – t_{ext}) (1+\sum\beta)n/R_о = 9,8 (21–(–35)) \frac{(1+0,05+3 \cdot 0,05)}{0,7} = 940 \text{ Вт},$$

где $Q^2_с$, $Q^2_{ок}$ – тепловые потери соответственно через стену и окна, Вт.

Суммарные потери через западную сторону 2 этажа:

$$Q_{\sum зап}^2 = Q_с^2 + Q_{ок}^2 = 600 + 940 = 1540 \text{ Вт}.$$

2-й этаж, восточная сторона, кв. №1.

Определим площадь ограждающих конструкций.

$A_с = 36$ м^2

$A_{ок} = 9,8$ м^2,

где $A_с$ – расчетная площадь стены с учетом окон, м^2;

$A_{ок}$ – расчетная площадь окна, м^2.

По формуле (2.5) получаем площадь стены без учета окон:

$$A_{ст} = A_с - A_{ок} = 36 – 9,8 = 26,2 \text{ м}^2.$$

Тепловые потери через восточную сторону определяются согласно формуле (2.4):

$$Q_с^2 = A_с(t_р – t_{ext}) (1+\sum\beta)n/R_о = 26,2 (21–(–35)) \frac{(1+0,1+0,05)}{2,7} = 620 \text{ Вт},$$

$$Q_{ок}^2 = A_{ок}(t_р – t_{ext}) (1+\sum\beta)n/R_о = 9,8 (21–(–35)) \frac{(1+0,01+3 \cdot 0,05)}{0,7} = 980 \text{ Вт},$$

где $Q^2_с$, $Q^2_{ок}$ – тепловые потери соответственно через стену, окна, Вт.

Суммарные потери через восточную сторону 2 этажа:

$$Q_{\sum вост}^2 = Q_с^2 + Q_{ок}^2 = 620 + 980 = 1680 \text{ Вт}.$$

Тепловые потери через ограждающие конструкции всего 2 этажа квартиры № 1:

$$Q^2_{кв.1} = Q^2_{\sum сев} + Q^2_{\sum вост} + Q^2_{\sum зап} = 2480+1600+1540=5620 \text{ Вт.}$$

Теплопотери через крышу, кв. № 1.

Определим тепловые потери через крышу в соответствии с формулой (2.4).

$A_{кр}$ – 135 м^2, где $A_{кр}$ – площадь крыши помещения, м^2,

$$Q_{кр}{}^2 = A_с(t_р - t_{ext})\,(1+\sum\beta)n/R_о = 135\,(21-(-35))\,\frac{(1+0{,}1+0{,}05)}{2{,}7} = 3220 \text{ Вт.}$$

Теплопотери через пол, кв. № 1.

При расчете поверхность пола делят на три зоны шириной 2 м, параллельные линии наружной стены. К четвертой зоне относят всю остальную площадь.

Определение расчетных площадей полов, лежащих на грунте

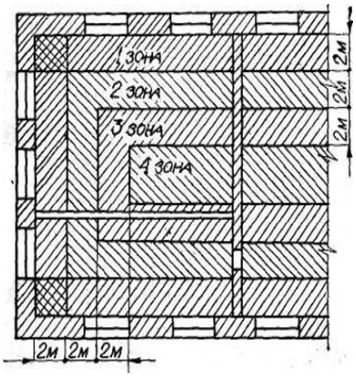


Рис. 2.6. Разбивка зон квартиры
для расчета тепловых потерь через пол

$A_{пола}$ = 17,3·8,3 = 316,6 м^2,

где $A_{пола}$ – площадь пола, м^2,

$$Q_{пола} = A_{пола}\,(t_в - t_н) / R_{зп} \qquad (2.6)$$

где $R_{з.п}$ – сопротивление теплопередаче соответствующей зоны пола, (м^2·°С)/Вт.

Значения $R_{з.п}$ для каждой из четырех зон приведены ниже:
Первая зона: $R_{з.п}$ = 2,15 (м^2·°С)/ Вт.
Вторая зона: $R_{з.п}$ = 4,3 (м^2·°С)/ Вт.
Третья зона: $R_{з.п}$ = 8,6 (м^2·°С)/ Вт.
Четвертая зона: $R_{з.п}$ = 14,2 (м^2·°С)/ Вт.

Таким образом, итоговые потери тепла в квартире № 1 составляют:

$$Q_{кв.№1}=Q^1_{кв.№1}+Q^2_{кв.№1}+Q_{кр}+Q_{пола}=3900+5620+3220+5470=18210 \text{ Вт.}$$

Итоговые потери тепла в квартире № 2:

$$Q_{кв.№2}=Q^1_{кв.2}+Q^2_{кв.№2}+Q_{кр}+Q_{пола} = 1850+2850+3220+5470= 13390 \text{ Вт.}$$

Аналогично рассчитываются тепловые потери квартир № 3 и 4, поскольку они имеют такую же планировку:

$Q_{кв\ №\ 3}$ = 13460 Вт,

$Q_{кв\ №\ 4}$ = 13460 Вт.

Итоговые потери тепла в квартире № 7:

$$Q_{кв.№7}=Q^1_{кв.2}+Q^2_{кв.№2} + Q_{кр}+Q_{пола} = 1850+2850+3220+5470= 13390 \text{ Вт.}$$

$Q_{кв\ №\ 5}$ = 13420 Вт,
$Q_{кв\ №\ 6}$ = 13320.

Итоговые потери тепла в квартире № 8:

$$Q_{кв.№8}=Q^1_{кв.№8}+ Q^2_{кв.№8}+Q_{кр}+Q_{пола} = 35600+6500+3220+ 5470=18750 \text{ Вт.}$$

Таким образом, общие тепловые потери всего дома равны сумме тепловых потерь каждой квартиры:

$$Q_{\Sigma}= Q_{кв\ №1}+Q_{кв\ №2}+Q_{кв\ №3}+Q_{кв\ №4}+м+Q_{кв\ №5}+ Q_{кв\ №6}+Q_{кв\ №7}+Q_{кв\ №8}=18210+$$
$$+13460+13460++13460+13420+13420+13420+18750=117600 \text{ Вт.}$$

Расход теплоты $Q_в$, Вт, на нагревание инфильтрующегося воздуха в помещениях жилых и общественных зданий при естественной

вытяжной вентиляции, не компенсируемого подогретым приточным воздухом, следует принимать равным

$$Q_в = 0{,}28 \cdot L_n \cdot \rho \cdot c \cdot (t_р - t_с) \cdot k, \qquad (2.7)$$

где L_n – расход удаляемого воздуха, м^3/ч, не компенсируемого подогретым приточным воздухом; для жилых зданий – удельный нормативный расход 3 м^3/ч на 1 м^2 жилых помещений;

ρ – плотность воздуха в помещении, кг/м^3;

k – коэффициент учета влияния встречного теплового потока в конструкциях, равный 0,7 для стыков панелей стен и окон с тройными переплетами; 0,8 – для окон и балконных дверей с раздельными переплетами и 1,0 – для одинарных окон, окон со спаренными переплетами и открытых проемов.

$L_n = 3 \cdot 9 \cdot 18 \cdot 2 = 972$ м^2/ч;

ρ = 1,225 кг/м^3;

с = 1 кДж/(кг·°С);

$k = 1$.

По формуле (2.7) определяем расход теплоты на нагревание инфильтрующегося воздуха в помещении:

$Q_в = 0{,}28 \cdot 972/3600 \cdot 1{,}225 \cdot 1 \cdot 1000 \cdot (21-(-35)) \cdot 1 = 5190$ Вт.

Суммарное теплопотребление здания равняется сумме теплопотерь каждой квартиры и расхода теплоты на нагревание инфильтрующегося воздуха в помещении.

Квартира № 1: 18210+5190 = 23400 Вт.

Квартира № 2: 13460+5190 = 18650 Вт.

Квартира № 3: 13460+5190 = 18650 Вт.

Квартира № 4: 13460+5190 = 18650 Вт.

Квартира № 5: 13420+5190 = 18610 Вт.

Квартира № 6: 13420+5190 = 18610 Вт.

Квартира № 7: 13420+5190 = 18610 Вт.

Квартира № 8: 18750+5190 = 23940 Вт.

Итоговая расчетная установленная мощность при расчетной максимальной отрицательной температуре –35 ^{0}С и средней –6 ^{0}С составляет 160 кВт для общей площади квартир 2400 м^2.

В силу показателя ГСОП на территории Свердловской области (около 6000) маловероятно появление в обозримом будущем домов с пассивным энергопотреблением [37]. По новым СНиП по тепло-

технике удельный расход тепла составляет 73 Вт·ч /м^2 град. сут., что соответствует расходу жидкого топлива 35 л/год·м^2.

Проект УрФУ «Энергоэффективный дом», реализованный в Свердловской области, демонстрирует в этом ряду показатели для домов с низким энергопотреблением (ДНЭ) – до 150 кВт·ч/м^2 год, что соответствует удельному расходу тепла до 30 Вт·ч/м^2 град сут., или расходу жидкого топлива 15 л/год м^2.

2.4. Организация штатного энергоснабжения объекта «Энергоэффективный дом»

Основное электроснабжение объекта осуществлялось от Восточных электрических сетей (ВЭС) ОАО «Свердловэнерго» через трансформатор мощностью 100 кВ·А. При проектировании предусматривалось резервное электроснабжение через собственные установки возобновляемой энергетики.

Теплоснабжение реализовано через квартирные газовые котлы с подачей газа от сетей ОАО «Свердлоблгаз». Мощность котлов в каждой квартире – от 28 до 56 кВт.

Резервное теплоснабжение – электрические котлы, подключенные к системе электроснабжения. Мощность каждого котла 9–12 кВт.

Водоснабжение – скважина с системой подачи и накопления воды в баке-демпфере рабочей ёмкостью 300 л.

Канализация осуществлялась через выпуски от каждых двух квартир в систему биологической очистки бытовых стоков и далее – в дренажное поле, организованное в 50 м от объекта.

Для обеспечения многоквартирного дома энергией были выполнены все согласования, получены техусловия и проведены мероприятия по централизованному электро- и теплоснабжению объекта.

Энергообеспечение объекта «Энергоэффективный дом» включает в себя две централизованные системы: линия электропередач 10/0,4 кВ и низконапорный газопровод D88 с наземным (150 м) и подземным (180 м) участками, а также системой катодной защиты.

Объект «Энергоэффективный дом» был сдан Государственной приемочной комиссии в декабре 2005 года (см. рис. 2.7).

Штатная система электроснабжения состоит из линии электропередач 10/0,4, трансформатора 100 кВ·А, распределительного шка-

фа (ШР), имеет трехфазную разводку по квартирам и шины технологического и резервного питания оборудования (см. рис. 2.8).

Рис. 2.7. Фото объекта «Энергоэффективный дом» с комплексом НВИЭ (2006 г., лето)

На каждую из восьми квартир предусматривалось по 10 кВт мощности.

Кроме того, потребителями электроэнергии являлись: скважный насос (3 кВт); освещение территории (4 кВт); дренажный насос очистной системы (1,5 кВт); катодная защита подземной части газопровода (3 кВт); эл. привод ворот (1 кВт); эл. обеспечение гаража (2,5 кВт); дежурное освещение тех.блока (0,5 кВт).

Штатное энергоснабжение в период эксплуатации продемонстрировало относительную надежность, характерную для удаленных районов. Как в любой сельской местности, энергоснабжение в течение года – минимум три-четыре раза – по разным объективным и субъективным причинам отключалось. В эти дни оборудование ВИЭ на объекте «Энергоэффективный дом» проходило реальные полномасштабные испытания и показало свою эффективность.

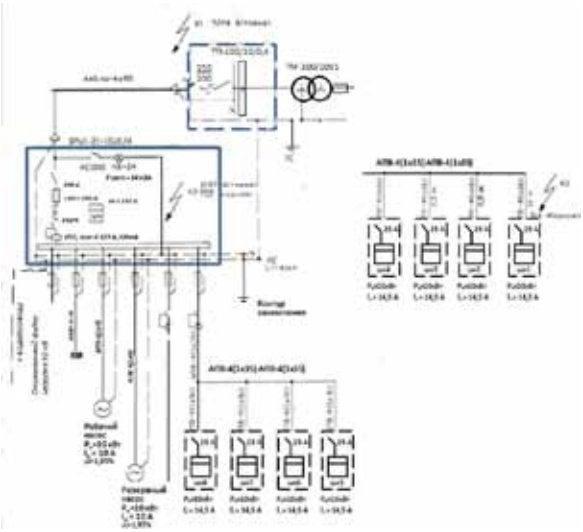


Рис. 2.8. Принципиальная схема электроснабжения объекта ««Энергоэффективный дом»» (классическое энергоснабжение от ТП 10,0/0,4 кВ)

Штатное энергоснабжение обеспечивало покрытие всех бытовых нужд жильцов в полном объеме при условии бесперебойного функционирования. Однако для сельской местности, особенно – удаленных районов, характерно периодическое отключение энергоснабжения по вполне объективным причинам. Резервирование в таких случаях, как правило, осуществляется с использованием дизель-генератора (ДГ), который должен быть готов к применению и иметь запас горючего. В качестве дополнительного (или основного) резерва могут использоваться возобновляемые источники энергии, как это имеет место на объекте [30].

2.5. Создание комплексной системы возобновляемых источников энергии (КС ВИЭ) на объекте «Энергоэффективный дом»

Главной отличительной особенностью объекта «Энергоэффективный дом» является наличие, наряду со штатной системой, комплекса возобновляемых источников энергии. В состав комплекса ВИЭ были последовательно включены системы, представленные в табл. 2.4.

Таким образом, общие системы жизнеобеспечения, помимо централизованного энергоснабжения, имеет резервирование, обусловленное наличием ВИЭ.

Таблица 2.4

Состав оборудования ВИЭ на объекте

Оборудование НВИЭ	Мощность	Кол-во	Год ввода в эксплуатацию
Ветроустановка ВЭУ 4–5	4 кВт	1	2002
Ветронасос ВН-300	300 л/сут	1	2002
Солнечные фотоэлектрические преобразователи (ФЭП)	2,4 кВт (пик)	80	2004
Солнечные коллекторы (СК)	24 кВт (т)	16	2005
Дизель-генератор	8 кВт	1	2005
Ветроустановка ВЭУ 4–5	4 кВт	1	2006
Биогазовая установка с 4-стадийной очисткой	8 $м^3$	1	2006
Ветроустановка ВЭУ-0,3	0,3 кВт	1	2007
Крышная станция солнечных ФЭП	0,45 (пик)	1	2007
Станция солнечных ФЭП	0,15 кВт	3	2008
Механический гелиотроп	0,15 кВт (пик)	1	2008
Усовершенствованные СК КУМЗ	3,0 кВт (т)	2	2009
Солнечный концентратор	2 кВт (т)	1	2009
Тепловой насос «Vaillant-5,5»	5,5 кВт (т)	1	2010
МикроГЭС с турбиной «Банки»	1,5 кВт	1	2011
Солнечный вакуумный коллектор	3 кВт (т)	1	2014

Комплекс ВИЭ в период с 2003 по 2015 годы позволил провести исследования, накопить практический опыт использования и оценить экономическую целесообразность применения различных типов комплексных систем нетрадиционных и возобновляемых источников энергии.

По установленной мощности КС ВИЭ объекта «Энергоэффективный дом» обеспечивала до 15 % от максимума потребностей и гарантировала 100 % покрытие минимальных (аварийных) потребностей.

В их числе:

дежурное освещение помещений в доме;

декоративное освещение территории LED-светильниками;

электропитание автоматики газовых котлов;

энергообеспечение скважного насоса для подачи воды;

электропитание средств коммуникаций (телевидение, радио, телефон, компьютеры;

энергообеспечение энергомалозатратных бытовых адсорбционных холодильников;

обеспечение ГВС в период с апреля по октябрь;

отопление тех.блока (круглогодично);

использование низкоэнергоёмких электроинструментов;

энергообеспечение кондиционера в дни повышенной инсоляции.

Рис. 2.9. Фото объекта «Энергоэффективный дом».
Февраль 2007 г.

Глава 3. РАЗРАБОТКА МЕТОДОЛОГИИ РАСЧЕТА КОМПЛЕКСНОЙ СИСТЕМЫ ВИЭ

Энергокомплекс на базе возобновляемых источников энергии может быть обозначен как комплексная система ВИЭ – КС ВИЭ. Для последующего использования в разрабатываемых программных комплексах и расчета эффективных КС ВИЭ потребовалась разработка их классификации.

Цель данной главы – разработать и представить методологию определения эффективного энергокомплекса с использованием расширенного ряда возобновляемых источников энергии КС ВИЭ на основе анализа математической модели и метода выпуклой оптимизации.

Задачи, решаемые в главе:

– дать представление о рисках в возобновляемой энергетике;

– представить классификацию КС ВИЭ по видам оборудования;

– предложить классификацию КС ВИЭ по уровню использования (доля энергии от полного объема);

– ввести понятия безрискового и рисковых источников энергии для математической модели КС ВИЭ;

– предложить математическую модель КС ВИЭ, целевую функцию и условия ее оптимальности;

– разработать алгоритм расчета оптимальной КС ВИЭ для данной территории по критерию минимальной стоимости выработки 1 кВт·ч энергии;

– разработать компьютерную программу расчета оптимального по составу оборудования КС ВИЭ для конкретной территории.

В настоящее время, как отмечалось выше, известны гибридные ветросолнечные, ветродизельные и дизель-ветросолнечные установки, использующие два или три ВИЭ (их можно обозначить, соответственно, дуплекс- и трио-КС ВИЭ).

Описание оптимизационных моделей указанных комплексных систем имеется в научных трудах многих исследователей России: Стребкова Д. С., Безруких П. П., Бреусова В. П., Виссарионова В. И., Елистратова В. В., Попеля О. С., Шерьязова С. К. и др. Как правило, все рассматриваемые гибридные системы не классифицировались авторами по составу используемого оборудования ВИЭ и доле мощности, покрывающей полную потребность заказчика, и не рассматривались варианты оптимизации одновременно электро- и те-

плогенерации. В качестве характерстик стохастических значений ветрового потока и инсоляции авторы использовали первый момент распределения (средние значения), а также различные обобщающие функции, в частности (для ВЭУ) – распределение Вэйбула.

Кроме того, применение комплексных систем энергообеспечения на основе возобновляемых источников рассматривалось с использованием двух, трех, максимум четырех ВИЭ и не предполагало возможного расширения их номенклатуры в зависимости от наличия или отсутствия объективных условий для внедрения на данной территории и экономической целесообразности.

В настоящее время в мире отсутствует строгая классификация комплексных энергетических систем и установок, использующих ВИЭ. Это обстоятельство накладывает свой отпечаток на внедрение и распространение ВИЭ в России вообще, и КС ВИЭ – в частности:

– у потребителя оборудования нет представления о возможностях различных КС ВИЭ на данной территории;

– у потенциального производителя оборудования нет математического аппарата для оптимизации КС ВИЭ под заказчика;

– у частных пользователей нет понятия о разнообразии и эффективности разных вариантов применения ВИЭ для конкретных условий;

– у дилеров отсутствует возможность оптимизации энергетической системы на базе ВИЭ и математический аппарат для оптимизации и привязки ее по месту с учетом объективных условий и пожеланий заказчика.

Теоретически возможно наращивание резервирования систем с учетом местных, региональных или территориальных особенностей до трио – (трех), кватро – (четырех), пента – (пяти), сикстет – (шести), септ – (семи), окта – (восьми) КС ВИЭ. Указанные сочетания КС ВИЭ могут быть востребованы лишь в определенных условиях (наличие соответствующих источников энергии), их рентабельность зависит от точного выбора видов оборудования ВИЭ, соотношения замещаемых каждым источником энергии мощностей и, наконец, возможностей потребителя. На рис. 3.1 условно показан вариант использования окта-КС ВИЭ, реализованный на объекте «Энергоэффективный дом». Представленный в энергоэффективном доме энергокомплекс ВИЭ не адаптировался по соотношениям мощности оборудования, т. к. в момент его создания (2001–2003 гг.) отсутствовала методология поиска оптимальной КС ВИЭ и алгоритм её расчета.

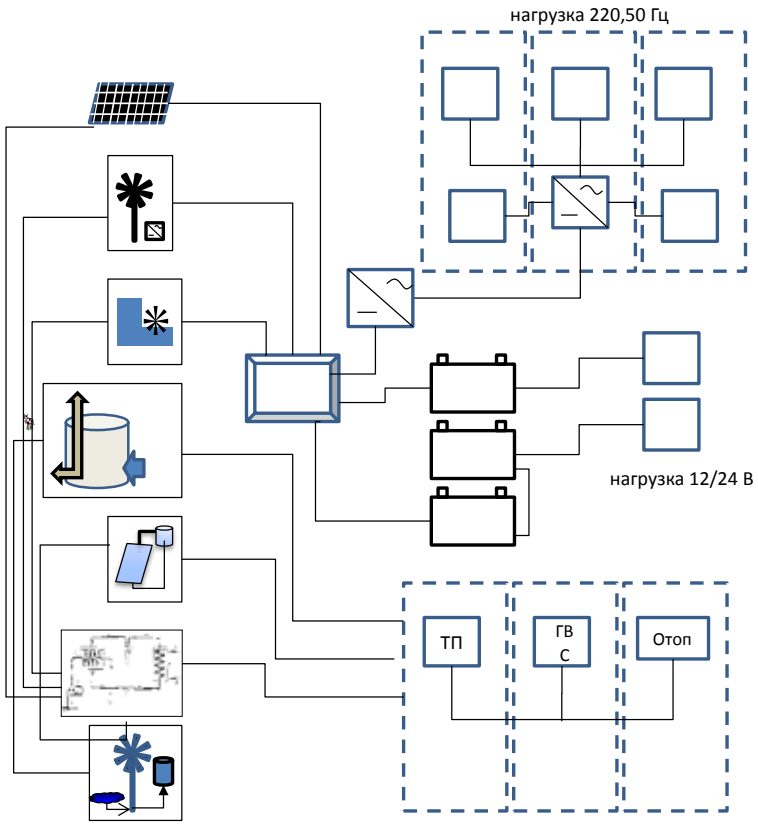


Рис. 3.1. Пример окта-КС ВИЭ
на объекте «Энергоэффективный дом»
в составе: солнечные ФЭП; ВЭУ; микроГЭС; биогазовая установка (БГУ);
солнечные коллекторы (СК); тепловой насос (ТН);
ветронасос (ВН), АКБ

Экспериментальные данные, полученные на объекте, впоследствии позволили оценить уровень эффективности действующих на энергоэффективном доме систем ВИЭ.

Негативная сторона ВИЭ – стохастичность, обуславливающая риск остаться без энергоснабжения или существенно снижающая надежность последнего.

В связи с этим возникает проблема измерения риска и его влияния на выработку энергии.

3.1. Риск при использовании возобновляемых источников

В возобновляемой энергетике под риском понимают возможную потерю энергообеспечения, вызванную наступлением случайных неблагоприятных событий (отсутствие ветра, солнца, маловодность). В других направлениях деятельности под риском также понимается некоторый ущерб [37]. Последний может быть объективным, т. е. определяться внешними воздействиями. Однако часто риск, как возможный ущерб, может быть связан с выбором того или иного решения, той или иной линии поведения, того или иного выбора (в нашем случае – оборудования ВИЭ). Заметим также, что в некоторых областях деятельности риск понимается как вероятность наступления некоторого неблагоприятного события. Чем выше эта вероятность, тем больше риск.

Когда невозможны непосредственные измерения размеров потерь или их вероятностей, риск можно измерить с помощью ранжирования соответствующих объектов, процессов или явлений в отношении возможного ущерба, потерь и т. д. Ранжирование обычно основывается на экспертных суждениях.

Естественной реакцией на наличие риска в области возобновляемой энергетики является стремление использовать одновременно различные виды энергии – диверсифицировать оборудование ВИЭ, т. е. распределить общую задачу выработки энергии между различными типами установок ВИЭ.

Диверсификация – общепринятое средство сокращения многих видов риска. С увеличением числа элементов набора (оборудования ВИЭ) уменьшается общий размер риска.

Второй путь ослабления влияния риска заключается в управлении риском. Последнее осуществляется на основе различных приемов, например, с помощью точного расчета сочетания установленных мощностей каждого из видов оборудования ВИЭ.

Однако только в случае, когда риск может быть измерен и представлен в виде статистического показателя, управление риском получает надежное обоснование, а последствия диверсификации поддаются анализу с привлечением методов математической статистики [38].

В математическом анализе риск часто измеряется с помощью таких стандартных статистических характеристик, как дисперсия и среднее квадратичное (стандартное) отклонение. Обе характери-

стики измеряют колебания от средних значений. Чем они больше, тем выше рассеяние показателей вокруг среднего и, следовательно, значительнее степень риска.

Между дисперсией D и средним квадратичным отклонением существует следующее соотношение:

$$\sigma = \sqrt{D}\ .$$

В свою очередь, выборочная дисперсия относительно средней находится как

$$D = \sum \frac{(x_i - \overline{x})^2}{n-1},$$

где n – количество наблюдений;

x – средняя случайной переменной x_i.

Как известно, среднее квадратичное отклонение имеет то неоспоримое достоинство, что при близости реального распределения (мы будем вести речь о распределении себестоимости выработки 1 кВт·ч эл. энергии комплексной системой ВИЭ) к нормальному, что, строго говоря, должно быть статистически проверено, этот параметр может быть использован для определения границ, в которых с заданной вероятностью следует ожидать значение случайной переменной. Так, например, с вероятностью 68 % можно утверждать, что значение случайной переменной x_i (в нашем случае себестоимость выработки 1 кВт·ч эл. энергии КС ВИЭ) находится в границах ~x±s , а с вероятностью 95 % – в пределах $\overline{x_i} \pm 2_s$ и т. д. (рис. 3.2).

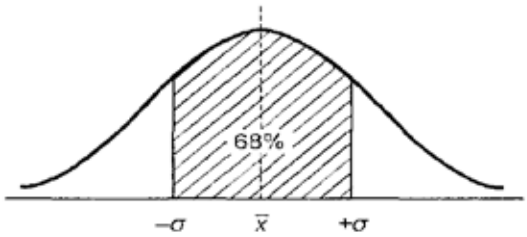


Рис. 3.2. График распределения значений случайной переменной x_i

Себестоимость выработки энергии КС ВИЭ и дисперсия себестоимости выработки 1 кВт·ч эл. энергии.

Определим теперь, что дает диверсификация для уменьшения риска и выявим условия, когда эта цель достигается. В качестве объекта анализа примем некоторую абстрактную комплексную систему ВИЭ (далее – КС ВИЭ). Такой выбор объясняется методологическими преимуществами – в этом случае проще выявить зависимости между основными переменными. Однако многие из полученных результатов без большой натяжки можно распространить и на любые системы ВИЭ.

В качестве измерителя риска в долгосрочном применении ВИЭ может быть применена такая мера, как дисперсия себестоимости выработки 1 кВт·ч эл. энергии. Диверсификация оборудования при правильном ее применении приводит к уменьшению этой дисперсии при всех прочих равных условиях. Диверсификация базируется на простой гипотезе. Если каждая компонента комплекса ВИЭ характеризуется некоторой дисперсией себестоимости выработки 1 кВт·ч эл. энергии, то себестоимость выработки 1 кВт·ч эл. энергии от КС ВИЭ имеет дисперсию, определяемую ее составом. Таким образом, изменяя состав комплексной системы, можно менять суммарную дисперсию надежности, а в некоторых случаях свести ее к минимуму [39].

Итак, пусть имеется КС ВИЭ из n видов источников энергии. Себестоимость выработки 1 кВт·ч эл. энергии от одного вида i составляет величину d. Суммарная себестоимость А выработки 1 кВт·ч эл. энергии равна:

$$A = \sum a_i d_i, \tag{3.1}$$

где a_i – количество видов оборудования ВИЭ i.

Если d_i представляет собой среднюю себестоимость выработки 1 кВт·ч оборудования, то величина А характеризует среднюю себестоимость выработки 1 кВт·ч эл. энергии КС ВИЭ в целом.

Положим, что показатели себестоимости выработки 1 кВт·ч от различных источников энергии являются статистически независимыми величинами (иначе говоря, не коррелируют между собой). Дисперсия себестоимости выработки 1 кВт·ч эл. энергии КС ВИЭ (обозначим ее D) в этом случае находится как

$$D = \sum a_i^2 D_i, \tag{3.2}$$

где D_i – дисперсия себестоимости выработки 1 кВт·ч оборудованием i в КС ВИЭ.

Для упрощения, которое нисколько не повлияет на результаты дальнейших рассуждений, перейдем от абсолютного измерения количества оборудования ВИЭ к относительному. Пусть теперь a_i характеризует долю в КС ВИЭ i. Соответственно $0 < a_i < 1$;

$$\Sigma a_i = 1.$$

Для зависимых в статистическом смысле показателей себестоимости выработки 1 кВт·ч эл. энергии КС ВИЭ дисперсию суммарной надежности находим следующим образом:

$$D = \sum a^2_i D_i + 2 \sum a_i a_j r_{ij} \sigma_i \sigma_j, \qquad (3.3)$$

где D_i – дисперсия себестоимости выработки 1 кВт·ч КС ВИЭ вида i;

r_{ij} – коэффициент корреляции себестоимости выработки 1 к·Втч в КС ВИЭ вида i и j;

s_i и s_j – среднее квадратичное отклонение себестоимости выработки 1 кВт·ч эл. энергии у оборудования ВИЭ вида i и j. Доказательства справедливости формул (3.2) и (3.3) можно найти в пособиях по математической статистике [38].

Коэффициент корреляции двух случайных переменных x и y, как известно, определяется по формуле (3.4):

$$r_{xy} = \frac{\sum (x\,\sigma_x)(y\,\sigma_y)}{n\,\sigma_x\,\sigma_y} \qquad (3.4)$$

где x, y – средние (в нашем случае средние себестоимости выработки 1 кВт·ч эл. энергии) двух видов ВИЭ.

Для расчетов часто применяется следующая рабочая формула:

$$r_{xy} = \frac{n\sum xy - \sum x \sum y}{\sqrt{[\sum x^2 - (\sum x)^2][n\sum y^2 - (\sum y)^2]}}. \qquad (3.5)$$

Поскольку коэффициент корреляции может быть как положительной, так и отрицательной величиной, то при положительной корреляции дисперсия себестоимости 1 кВт·ч энергии увеличивается, при отрицательной – сокращается. В самом деле, при заметной отрицательной корреляции положительные отклонения от среднего значения себестоимости 1 кВт·ч эл. энергии, выработанного

КС ВИЭ, погашаются отрицательными отклонениями у других. И наоборот, при положительной корреляции отклонения суммируются, что увеличивает общую дисперсию и риск.

Напомним следующие свойства коэффициента корреляции:

• коэффициент не имеет размерности, следовательно, он сопоставим для разных рядов данных;

• величина r_{xy} лежит в пределах от –1 до +1. Значение r =+1 говорит о том, что между переменными существует полная положительная корреляция, т. е. наблюдается функциональная линейная зависимость – с увеличением x линейно растет y. При r = –1 наблюдается отрицательная линейная зависимость.

Проследим теперь, каково влияние масштаба диверсификации оборудования ВИЭ на размер риска. Под масштабом диверсификации будем понимать количество объектов, возможных для использования в составе КС ВИЭ. Обратимся к условному примеру, который позволяет наиболее отчетливо выделить влияние указанного фактора. Итак, пусть КС ВИЭ состоит из оборудования различного вида, но имеющего одинаковую дисперсию себестоимости 1 кВт·ч эл. энергии. Удельные веса в КС ВИЭ каждого вида оборудования (ФЭП, ВЭУ, пр.) также одинаковы, а общая сумма долей оборудования (по установленной мощности) равна 1. Положим, что показатели себестоимости выработки 1 кВт·ч эл. энергии у отдельных видов оборудования КС ВИЭ независимы, т. е. применима формула (3.2). В этих условиях для оценки величины среднего квадратичного отклонения себестоимости выработки 1 кВт·ч энергии получим:

$$D = \frac{1}{n}\sigma_0^2,$$

где n – количество видов оборудования в КС ВИЭ.

Воспользуемся приведенной формулой и определим дисперсию для себестоимости выработки 1 кВт·ч энергии КС ВИЭ, состоящей из двух и трех видов ВИЭ. Так, для двух различных ВИЭ имеем

$$D = \frac{1}{2}\sigma_0^2 \quad \text{и} \quad \sigma = \sqrt{\frac{1}{2}} \times \sigma_0 = 0{,}71\sigma_0 .$$

Для трех видов оборудования ВИЭ квадратичное отклонение себестоимости выработки 1 кВт·ч энергии составит $0{,}58_{s0}$. Таким

образом, с увеличением числа оборудования в КС ВИЭ риск уменьшается даже при одинаковой дисперсии составляющих элементов, однако действенность диверсификации снижается, т. е. растет стоимость установленного оборудования. Соответствующая зависимость изображена на рис. 3.3.

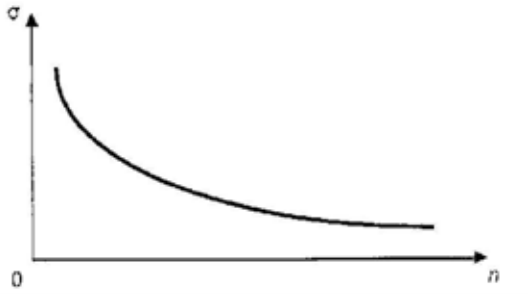


Рис. 3.3. График влияния диверсификации
(роста оборудования различных видов ВИЭ) на риск

Увеличение масштабов диверсификации оказывает наибольшее влияние на начальных стадиях – при малых значениях n. Например, в рамках рассмотренного примера переход от одного вида ВИЭ к четырем сокращает квадратичное отклонение на 50 %, а от одного к восьми – на 65 %.

Полученные выше выводы в отношении тенденции изменения среднего квадратичного отклонения в зависимости от числа составляющих при условии, когда дисперсии составляющих одинаковы, справедливы и для более общих случаев. Однако зависимость этого параметра от степени диверсификации проявляется здесь не столь четко.

Посмотрим теперь, как изменяются стоимость и величина риска при изменении структуры КС ВИЭ. Для этого вернемся к формулам (3.2) и (3.3) и запишем их только для двух видов ВИЭ: X (ВЭУ) и Y (ФЭП). Такой анализ имеет практическое значение, т. к. наиболее доступны и понятны потребителю, например, ВЭУ и ФЭП, вырабатывающие электроэнергию. С его помощью наглядно демонстрируются последствия «смешения» видов оборудования КС ВИЭ

с различными себестоимостями выработки 1 кВт·ч энергии и дисперсией. Для независимых ВИЭ получим:

$$D = a^2_x D_x + a^2_y D_y \qquad (3.6)$$

и для зависимых элементов оборудования в составе КС ВИЭ

$$D = a^2_x \sigma^2_x + a^2_y \sigma^2_y + 2a_x a_y r_{xy} \sigma_x \sigma_y . \qquad (3.7)$$

Причем $a_y = 1 - a_x$.

В этом случае среднее значение стоимости выработки 1 кВт·ч эл. энергии определяется как

$$A = a_x d_x + (1 - a_x) d_y . \qquad (3.8)$$

Положим, что $d_y > d_x$ и $s_y > s_x$. Тогда увеличение доли более эффективного вида ВИЭ снижает себестоимость выработки 1 кВт·ч энергии. Так, на основе выражения (3.8) получим

$$A = d_x + (d_y - d_x)\, a_x . \qquad (3.9)$$

Что касается дисперсии, то, как следует из выражения (3.7), положение не столь однозначно и зависит от знака и степени корреляции. В связи с этим подробно рассмотрим три ситуации:

– полная положительная корреляция себестоимости выработки 1 кВт·ч эл. энергии между видами оборудования в КС ВИЭ ($r_{xy} = +1$),

– полная отрицательная корреляция ($r_{xy} = -1$), независимость себестоимости выработки 1 кВт·ч эл. энергии между видами оборудования ВИЭ или

– нулевая корреляция ($r_{xy} = 0$).

В первом случае увеличение себестоимости выработки 1 кВт·ч между видами оборудования ВИЭ за счет включения в состав КС ВИЭ оборудования *Y* помимо *X* сопровождается повышением как себестоимости выработки 1 кВт·ч эл. энергии, так и дисперсии. Для КС ВИЭ, содержащего оба вида оборудования, квадратичное отклонение находится в пределах $s_x < s < s_y$ (см. рис. 3.4).

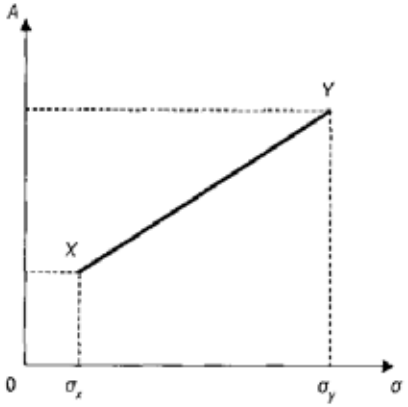


Рис. 3.4. График значений квадратичного отклонения для КС ВИЭ, содержащей оборудование *X* и *Y*

Для частного случая, когда $s_x = s_y = s$, получим по формуле (3.5) $D = s^2$. Иначе говоря, «смешение» видов оборудования в составе КС ВИЭ здесь не окажет никакого влияния на величину дисперсии.

Слабое место при повышении числа компонентов КС ВИЭ – значительный рост её стоимости. Именно вследствие этого требуется использование методов математической оптимизации КС ВИЭ по составу оборудования, установленной мощности и их классификация.

3.2. Разработка классификации комплексных систем на основе возобновляемых источников энергии – КС ВИЭ

Потребителю важно иметь энергию при любых условиях. Самый комфортный уровень обеспеченности энергией такой, при котором потребитель не задумывается о подключаемых нагрузках и имеет неограниченную возможность наращивания электрооборудования. При возникновении нештатных ситуаций не стоит вопрос о комфорте, но требуется гарантия обеспечения ответственных потребителей: в одних случаях – автоматики газовых котлов, во вторых – аварийных систем, в третьих – сигнализаций, в других – морозильных установок и т. д.

Задачу резервирования и повышения надежности энергообеспечения могут решить возобновляемые источники энергии. Однако, учитывая дороговизну почти всех ВИЭ (кроме ГЭС), не обязательно и, зачастую, экономически нецелесообразно приобретать обору-

дование ВИЭ, покрывающее 100 % потенциальных потребностей заказчика. В связи с этим важно представлять, какие варианты комплексных систем ВИЭ могут быть применены.

Все КС ВИЭ по доле замещаемой мощности условно могут быть отнесены к одному из пяти основных типов:

1. МикроКС ВИЭ (Эстет)
2. Мини-КС ВИЭ (Аварийный)
3. Малая КС ВИЭ
4. Средняя КС ВИЭ
5. Полная КС ВИЭ

Каждая из пяти указанных КС должна надежно обеспечить определенный задаваемый уровень мощности (долю энергетических потребностей) от полной потребности в энергозатратах по объекту, независимо от отсутствия какого-либо одного или более источников энергии (табл. 3.1).

Таблица 3.1

Классификация КС ВИЭ по замещаемой мощности

Тип КС ВИЭ по мощности	Доля замещаемой мощности (%)
Полная КС ВИЭ F (Full)	100
Средняя КС ВИЭ M (Middle)	25–50 %
Малая КС ВИЭ S (Small)	15–25 %
Мини-КС ВИЭ (Аварийная) A	5–15 %
МикроКС ВИЭ (Эстет) Э	до 5 %

Важнейшим условием эффективности при построении энергетической системы на основе КС-подхода становится оптимизация внутренней структуры по типам комплексных систем (видам ВИЭ) и мощностям.

Оптимизация внутренней структуры КС ВИЭ по типам и мощностям означает выбор установленной мощности для каждого вида оборудования ВИЭ, входящего в состав энергокомплекса.

Так, для микроКС ВИЭ «Э» необходимой гарантированной долей (по табл. 3.1) будет являться 5 %, которые должен обеспечить, с одной стороны, ДГ. В то же время «гибридность» «Эстет-КС ВИЭ» должна быть поддержана в дуплекс-системе либо ветроуста-

новкой соответствующей мощности, покрывающей те же 5 % потребностей, либо другим видом ВИЭ.

Таким образом, возможные сочетания по видам ВИЭ могут быть представлены следующими соотношениями (табл. 3.2):

Таблица 3.2

Примеры КС ВИЭ

Тип КС ВИЭ по составу оборудования	Состав энергетического оборудования КС ВИЭ (по видам) (вариант 1)	Состав энергетического оборудования КС ВИЭ (по видам) (вариант 2)
Дуплекс: *d*-КС ВИЭ	ДГ+ВЭУ	ВЭУ+мГЭС
Трио: *h*-КС ВИЭ	ДГ+ВЭУ+ФЭП	ВЭУ+мГЭС+ ФЭП
Кватро: *k*-КС ВИЭ	ДГ+ВЭУ+ФЭП+ТН	ВЭУ+ мГЭС+ФЭП+ТН
Пента: *p*-КС ВИЭ	ДГ+ВЭУ+ФЭП+ТН+мГЭС	ВЭУ+мГЭС+ФЭП+ТН+СК
Сикстет: *s*-КС ВИЭ	ДГ+ВЭУ+ФЭП+ТН+ +мГЭС +БГУ	ВЭУ+мГЭС+ФЭП+ТН+СК++БГУ
Септ: *sp*-КС ВИЭ	ДГ+ВЭУ+ФЭП+СК+ТН+ +мГЭС +БГУ	ВЭУ+мГЭС+ВН+ФЭП+ТН++СК+БГУ

Важнейший фактор, влияющий на внедрение ВИЭ, – стоимостные характеристики оборудования. Они зависят от состояния и потенциального изменения установленной мощности, текущей и ожидаемой стоимости энергии от ВИЭ и представлены в табл. 3.3

Таблица 3.3

Удельные технико-экономические параметры ВИЭ

Технологии ВИЭ	Уровень уст. мощности и ее рост за 5 лет (% в год)	Удельная стоимость уст. мощности ($ / кВт)	Текущая стоимость энергии новых систем (ц /кВт.ч)	Ожидаемая стоимость в будущем (ц /кВт.ч)
Эл. энергия ВЭУ	234 ГВт /25 %	1100–1700	5–13	3–10
Фотоэлектричество	41,8 ГВт /30 %	5000–10000	25–125	5–25
Эл. энергия от солнечных ТЭС	1,2 ГВт / 5 %	3000–4000	12–18	4–10

Окончание табл. 3.3

Технологии ВИЭ	Уровень уст. мощности и ее рост за 5 лет (% в год)	Удельная стоимость уст. мощности ($ / кВт)	Текущая стоимость энергии новых систем (ц /кВт.ч)	Ожидаемая стоимость в будущем (ц /кВт.ч)
Низкопотенциальное тепло от солнечных коллекторов	29 ГВт (т) /8 %	500–1700	3–20	2–10
Эл. энергия от ГЭС мощных малых	672 ГВт (2 %) 35 ГВт (3 %)	1000–3500 1200–3000	2–8 4–10	2–8 3–10
Биомасса электричество тепло	59 ГВт (3 %) 254 ГВт (3 %)	900–3000 250–750	5–15 1–5	4–10 1–5

Необходимость введения комплексных систем в энергообеспечении России обуславливается целым спектром уникальных особенностей нашей страны:

– протяженностью территорий;

– удаленностью потребителей от централизованных сетей;

– необходимостью (в отсутствие ВИЭ) обеспечения топливом на продолжительный период («Северный завоз»);

– крайне низкой плотностью населения в удаленных районах;

– важностью поддержания демографического уровня населения;

– необходимостью повышения качества жизни, благосостояния и даже (для некоторых районов) сохранение этноса;

– средним невысоким уровнем доходов значительной части населения.

Последнее обстоятельство для России имеет немаловажное значение в связи с невозможностью потребителя ориентироваться на КС ВИЭ «M», «F» из-за высокой удельной стоимости установленной мощности и общей цены оборудования.

При комплексном подходе конкретный состав оборудования и соотношения долей мощности ВИЭ определяются тремя основными факторами:

1) энергетическим потенциалом соответствующих источников энергии (на основе данных многолетних наблюдений актинометрических и ветровых характеристик потенциальной площадки размещения, региона, территории);

2) удельными технико-экономическими параметрами ВИЭ (см. табл. 3.3);

3) стоимостными параметрами оборудования в составе КС ВИЭ (Э, A, S, M, F).

В России (Свердловская область) в 2005 г. был введен в эксплуатацию объект «Энергоэффективный дом» (п. Растущий), особенностью которого явилось использование широкого ряда возобновляемых источников энергии – энергокомплекса на основе ВИЭ. В рассматриваемом комплексном подходе примененная схема обозначится как *sp*-КС ВИЭ (тип А):

$$\text{КС ВИЭ: ДГ}_{(1)}\text{+ВЭУ}_{(2)}\text{+ВН}_{(3)}\text{+СК}_{(4)}\text{+ФЭП}_{(5)}\text{+ТН}_{(6)}\text{+БГУ}_{(7)} \qquad (3.10)$$

Кроме указанных ВИЭ, на близлежащей к объекту «Энергоэффективный дом» плотине Верхне-Бобровского пруда была установлена переносная микроГЭС, успешные испытания которой прошли в сентябре 2011 г. Таким образом, мГЭС также может быть включена в состав как составляющая КС ВИЭ.

Для оптимизации состава оборудования по мощностям требовалось проведение комплекса исследований при различных сочетаниях ВИЭ.

Такие исследования были проведены в период с 2006 г. по 2015 г. Принципиальная схема функционирования *sp*-КС ВИЭ, тип «А», объекта «Энергоэффективный дом» в п. Растущий представлена на рис. 3.5.

По своим мощностным параметрам *sp*-КС ВИЭ объекта «Энергоэффективный дом» покрывала до 15 % от уровня «Full» и гарантировала обеспечение минимальных потребностей, соответствующих типу КС ВИЭ «А» (аварийной).

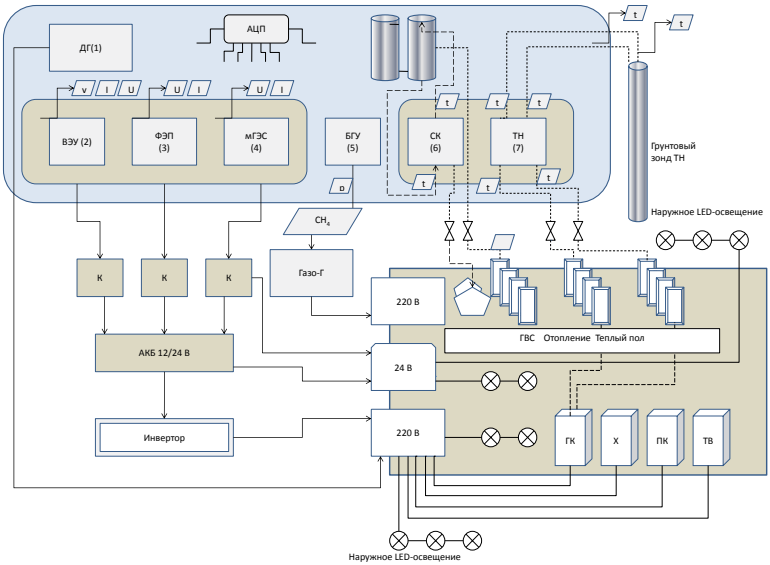


Рис. 3.5. Схема *sp*-КС ВИЭ
в энергообеспечении объекта «Энергоэффективный дом»:
(ДГ – дизель-генератор; ВЭУ – ветроэнергетические установки; ФЭП – фотоэлектрические преобразователи; мГЭС – микрогидроэлектрическая станция; БГУ – биогазовая установка на отходах жизнедеятельности; СК – солнечные коллекторы; К – контроллеры; Газо-Г – низконапорный газогенератор на очищенном биогазе; АКБ – аккумуляторные батареи; ТН – тепловой насос с грунтовым зондом (источник низкопотенциальной энергии); ГК – газовый котел «Vaillant»; Х – абсорбционный холодильник; ПК – персональный компьютер; ТВ – телевизор, радио; LED-освещение – освещение на базе светодиодов; АЦП – аналого-цифровой преобразователь)

3.3. Математическая модель КС ВИЭ

Точные, экономически оправданные соотношения мощностей ВИЭ для различных типов КС ВИЭ в различных регионах требуют сложных математических расчетов, как и в описанном случае определения оптимального финансового портфеля, насчитывающего множество акций, доходность которых меняется стохастично [40]. Для решения этой задачи предложена математическая модель, учитывающая ряд значимых факторов.

Эффективность математической модели энергокомплекса на основе возобновляемых источников энергии в общем виде может быть представлена уравнением:

$$G_{кл} = f\,[vR_1;\ vR_2;\ CC_i;\ U_j], \qquad (3.11)$$

где $G_{кл}$ – показатель эффективности энергокомплекса (КС ВИЭ);

v – совокупность факторов воздействия внешней среды:

(скорость ветра (ВЭУ), инсоляция (ФЭП, СК), напор, расход (мГЭС), температура НПИ (ТН), режим метангенерации (БГУ);

R_1: *Э, А, S, М, F* – тип КС ВИЭ в зависимости от доли замещаемой мощности (КС ВИЭ: *Э* – микро; *А* – мини; *S* – малая; *М* – средняя; *F* – полная);

R_2: *d, h, k, p, s, sp* – тип КС в зависимости от видов ВИЭ в системе:

d – (дуплекс) КС ВИЭ (ДГ + ВЭУ или ДГ + ФЭП или ДГ + мГЭС и т. п.);

h – (трио-) КС ВИЭ (ДГ+ВЭУ+ФЭП) или (ДГ+ ВЭУ+мГЭС);

k – (кватро-) КС ВИЭ (ДГ+ ВЭУ+ФЭП+мГЭС);

p – (пента-) КС ВИЭ (ДГ+ ВЭУ+ФЭП+мГЭС+ТН+БГУ);

s – (сикстет-) КС ВИЭ (ДГ+ ВЭУ+ФЭП+мГЭС+ТН+БГУ);

sp – (септ-) КС ВИЭ (ДГ+ ВЭУ+ФЭП+мГЭС+ТН+БГУ+СК);

CC_i – себестоимость производства 1 кВт·ч эл. энергии разными видами ВИЭ;

U_j – стоимость кВт установленной мощности разных видов ВИЭ.

По мере повышения «ранга» системы энергообеспечения с дуплекс *d*-КС ВИЭ» до септ *sp*-КС ВИЭ» возникает новое качество энергопотребляющей системы:

– возрастает надежность энергообеспечения потребителя за счет резервирования другими системами ВИЭ;

– появляется возможность снижения установленной мощности дизель-генератора, а следовательно, – понижается топливная составляющая;

– снижаются затраты на поставку органического топлива и объемы выбросов.

Существенно слабое место при повышении ранга КС ВИЭ – значительный рост её стоимости. Именно по этой причине и необходима математическая оптимизация состава оборудования для любого из типов КС ВИЭ.

Предполагается, что возмущающие воздействия W_i не поддаются контролю и либо являются случайными, либо меняются во времени (скорость ветра, инсоляция, температура).

Каждый фактор X_i имеет область определения, которая должна быть установлена до проведения эксперимента (себестоимость выработки кВт·ч энергии или удельная стоимость оборудования (1 кВт установленной мощности).

В общем случае для математического анализа объект исследования можно представить в виде структурной схемы, показанной на рис. 3.6.

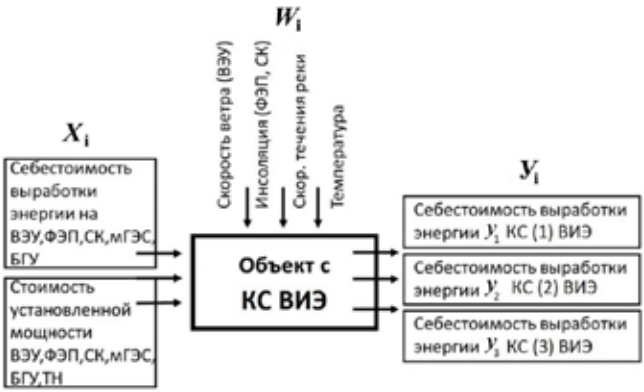


Рис. 3.6. Схема-алгоритм
многофакторной математической модели КС ВИЭ

Представление объекта в виде такой схемы основано на принципе «черного ящика», в котором имеем следующие группы параметров:

1) X_i – управляющие (входные) параметры, которые называются факторами;

2) Y_i – выходные параметры, которые называются параметрами состояния;

3) W_i – возмущающие воздействия.

Комбинацию факторов можно представить как точку в многомерном пространстве, характеризующую состояние системы.

На практике целью многофакторного эксперимента является установление зависимости:

$$y = f(x_1, x_2, ..., x_k), \quad (3.12)$$

описывающей поведение объекта. Чаще всего функция строится в виде полинома:

$$y = a_0 + a_1x_1 + a_2x_2, \quad (3.13)$$

или

$$y = a_0 + a_1x_1 + a_2x_2 + a_{11}x^2_1 + a_{22}x^2_2 + a_{12}x_1x_2. \quad (3.14)$$

Целью эксперимента было построение зависимости (3.13) при минимальном количестве измерений значений управляющих параметров x_i. В данном уравнении характеристики объекта: функции отклика объекта и планирование эксперимента при $y = f(x_1, x_2, ..., x_k)$, не зависят от времени.

Оборудование ВИЭ на объекте «Энергоэффективный дом» имеет не статические, а динамические характеристики, т. е. входные факторы и параметры объекта зависят от времени. Для большинства сложных объектов характерно наличие случайных возмущений и задача идентификации требует статистических методов для определения динамических характеристик.

Нахождение оптимальных условий для исследуемого объекта – важнейшая практическая задача. При многофакторном эксперименте требуется найти значения факторов x_i такие, при которых отклик системы y_i принимает значения $y_{\max}$ или $y_{\min}$. Таким образом, строится целевая функция отклика

и задача оптимизации сводится к нахождению $x_{1опт}, x_{2опт},\ldots, x_{k\ опт}$,

$$y = y(x_1, x_2, ...x_k) \quad (3.15)$$

обеспечивающих экстремум функции цели:

Кроме того, на значения факторов накладываются дополнитель-

$$y = y(x_{1опт}, x_{2опт}, \ldots x_{kопт}) = y_{\min}(y_{\max}). \quad (3.16)$$

ные ограничения:

Таким образом, задачей оптимизации является нахождение экс-

$$y = y(x_1, x_2, \ldots x_k) \ \{<=>\} \ R_i, \text{ где } r = 1\ldots r. \quad (3.17)$$

тремума функции отклика при том условии, что сама функция

априори неизвестна. Такая задача может быть решена многими способами:

1. Путем полного факторного эксперимента строится нелинейная модель функции отклика и затем у этой функции находится экстремум. Такая модель может оказаться сложной и потребовать большого числа опытов, так как требования нахождения ее экстремума могут заставить проводить полный факторный эксперимент в широком диапазоне варьирования и при большом числе опытов.

2. Более практически приемлемым оказывается «пошаговый» подход к решению задачи нахождения экстремума. В этом случае эксперимент проводится в ограниченной области. Находится направление роста функции отклика (при нахождении максимума) или направление падения функции отклика (при нахождении минимума). Затем эксперимент проводится в следующей области и т. д. Таким образом, осуществляется последовательный поиск экстремума функции отклика. В этом случае задача оптимизации может быть решена без полного описания функции отклика во всей области варьирования факторов. Пошаговое движение осуществляется до попадания функции в частный оптимум (экстремум функции) в выбранном направлении – кривая 1 на рис. 3.7.

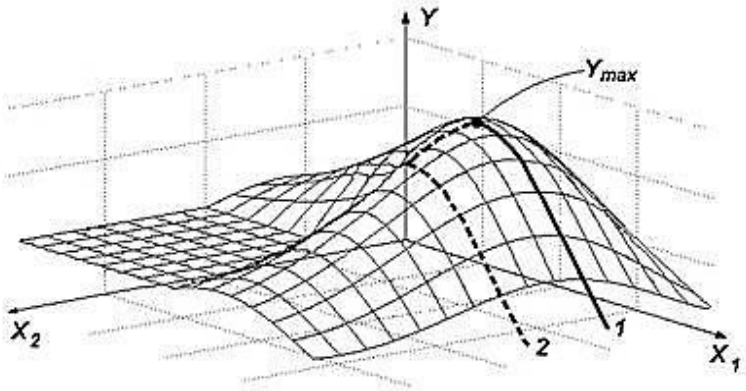


Рис. 3.7. Графическая интерпретация алгоритма многофакторной модели при определении оптимальной конфигурации управляющих факторов X_i

В результате пошагового движения обоими методами определяем стационарную область, близкую к точке оптимума. Эта область не может быть описана гиперплоскостью и требует описания в виде нелинейной модели (гиперболоида, параболоида и т. д.).

Использование многофакторной модели позволяет определить оптимальную «конфигурацию» КС ВИЭ по составу и установленной мощности оборудования.

В нашем случае при определении оптимального состава оборудования в КС ВИЭ потребуется найти соотношения между установленными мощностями каждого из видов ВИЭ или показать, что использование какого-то вида ВИЭ нецелесообразно в принципе по причине, например, отсутствия в данном регионе «энергетических» ветров или гидропотенциала и т. д.

3.4. Безрисковый и рисковые источники энергии КС ВИЭ

В качестве критерия эффективности энергокомплекса на основе возобновляемых источников энергии был принят критерий минимальной стоимости 1 кВт·ч отпускаемой КС ВИЭ электроэнергии при заданном простом сроке окупаемости.

Пусть имеем n+1 источник энергии.

Работу одного из них будем считать независящей от случайных возмущений (дизель-генератор). Такой источник называется безрисковым. В качестве такового может применяться, например, биогазовая установка, топливом для которой может служить помет животноводческой фермы.

Работа других n источников ВИЭ подвержена случайным возмущениям (например: использование ветровой и солнечной энергии ВЭУ+ФЭП). Это – рисковые источники, зависящие от случайных (стохастических) величин (ветер, солнце и т. д.).

Вводим обозначения:

a – количество электроэнергии, вырабатываемое КС ВИЭ (в единицу времени);

r_0 – стоимость эксплуатации безрискового источника за единицу времени (здесь содержится как стоимость оборудования, так и стоимость обслуживания);

r_k – стоимость эксплуатации в течение часа k типа оборудования из рисковых источников (ВИЭ);

x_0 – доля (от a), вырабатываемая безрисковым источником (дизель-генератор);

x_k – доля (от a), вырабатываемая k рисковым источником (ВИЭ).

Измеряемые случайные величины:

Z_k – количество энергии, вырабатываемой за единицу времени k рисковым источником.

Полагаем, что для каждой из случайных величин Z_k имеется выборка из N наблюдений.

Вычисляемые (по выборке для Z_k) случайные величины:

$Y_k = r_k / Z_k$ – стоимость энергии, произведенной k рисковым источником за единицу времени.

Тогда для каждой из случайных величин Y_k получим выборку, также состоящую из N наблюдений:

$Y / a = x_0 r_0 + x_1 Y_1 + x_2 Y_2 + ... + x_n Y_n$ – стоимость энергии, вырабатываемой КС ВИЭ за единицу времени (это случайная величина, тогда как первое слагаемое в правой части – не случайно).

По выборкам для Y_k находим:

m_k – средняя стоимость энергии, вырабатываемой k источником за единицу времени (выборочное среднее по Y_k);

m_2 – средняя стоимость 1 кВт·ч эл. энергии, вырабатываемой солнцем (выборочное среднее по Y_2)

$m=M(Y/ a)= x_0 r_0 + x_1 m_1 + x_2 m_2$ – средняя стоимость энергии, вырабатываемой КС ВИЭ за единицу времени;

А – допустимый уровень средней стоимости 1 кВт·ч эл. энергии, вырабатываемой кластером ($A< r_0$).

3.5. Постановка и решение задачи поиска оптимальной КС ВИЭ

Поиск оптимального по составу оборудования энергокомплекса на основе возобновляемых источников энергии необходим для снижения средств на первоначальные (капитальные) затраты по приобретению эффективной и независимой системы энергоснабжения и уменьшения уровня эксплуатационных затрат.

Запишем $D(Y/a)$ – дисперсию стоимости для энергии, вырабатываемой КС ВИЭ за единицу времени. Эта величина была положена в основу целевой функции для КС ВИЭ (квадратичная функция от $x_1, x_2, \ldots, x_n$ следующего вида):

$$D(Y/a)=\sum_{i=1}^{n}\sum_{j=1}^{n}\sigma_{ij}x_i x_j \text{ => min,} \tag{3.18}$$

где x_i – доли установленной мощности каждого из видов возобновляемых источников энергии, входящих в КС ВИЭ;

σ_{ij}– выборочная ковариация, посчитанная по выборкам для Y_i, Y_j, при следующих ограничениях:

$x_0+x_1+x_2+\ldots+x_n=1;$

$x_0 r_0 + x_1 m_1 + \ldots + x_n m_n = A;$

$x_i \geq 0, \quad i=0,1,\ldots,n$.

Физический смысл функции – минимизация дисперсии стоимости энергии, вырабатываемой КС ВИЭ за единицу времени.

Используя аналогию с математической теорией Шарпа-Марковитца (для рисковых портфельных инвестиций) [39] и Дж. Тобина (для рисковых и безрисковых) [40], работу одного из источников энергии (n+1) будем считать независящей от случайных возмущений. Такой источник называется безрисковым (дизель-генератор).

Работа других n источников ВИЭ подвержена случайным возмущениям (например: использование ветровой и солнечной энергии ВЭУ+ФЭП). Это – рисковые источники, зависящие от случайных величин (ветер, солнце и т. д.).

Область значений квадратичной функции представлена в графической интерпретации на рис. 3.7. График напоминает рис. 1.2 (во введении) математической модели Дж. Тобина с той лишь разницей, что в случае с КС ВИЭ необходим поиск не максимального (доходность ценных бумаг), а минимального (стоимость выработки 1 кВт·ч эл. энергии) значения.

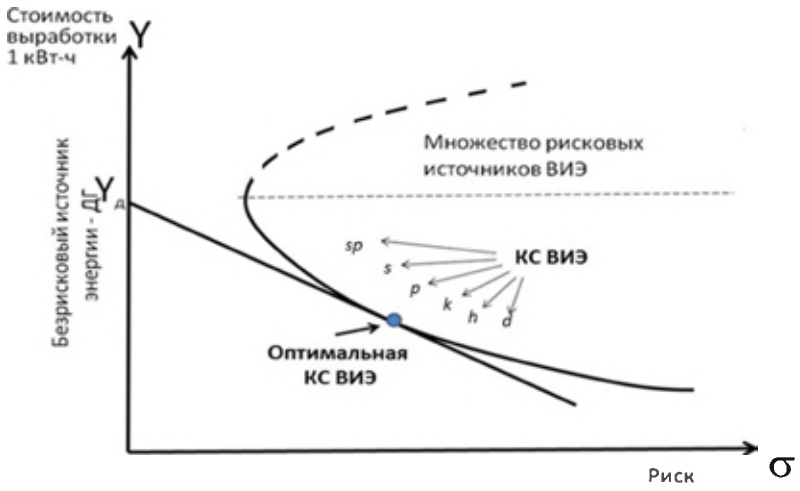


Рис. 3.7. Графическая интерпретация поиска оптимального кластера ВИЭ

Задача такого типа известна в инвестиционном анализе, где соответствующая модель, содержащая как рисковые, так и безрисковые вложения, называется портфелем Тобина [40].

Это – задача выпуклого программирования, которая решается с помощью использования стандартного модуля «поиск решения» в Excel. В результате получим вектор (x_0, x_1,…, x_n), задающий оптимальную КС ВИЭ (кривая, называемая в математике «пулей Марковитца», из-за схожести профиля ее кривой с формой пули).

В упрощенном варианте (без ограничений типа неравенства) решение этой задачи может быть описано аналитически.

Для такой оптимальной КС ВИЭ структура рисковой части не зависит от А. Это означает, что пропорции, в которых используются рисковые источники энергии (для данной модели КС ВИЭ – пропорции установленных мощностей ВЭУ и ФЭП), определяются исключительно вектором, состоящим из математических ожиданий m_k, и матрицей ковариаций с компонентами σ_{ij} и могут быть найдены по выборкам для Z_k.

На основе решения выражения (3.18) были определены значения целевых функций и получены графики для оптимальных сочетаний оборудования в составе различных КС ВИЭ.

Расчетные характеристики необходимо было сопоставить с экспериментальными данными, накопленными за период эксплуатации дома. Энергоэффективный дом представляет собой жилой объект в составе 8 квартир (коттеджей) в таун-хаусе. В каждой квартире дома был «смонтирован» свой энергокомплекс на основе возобновляемых источников энергии – КС ВИЭ. Состав КС ВИЭ по квартирам следующий:

кв. 1 – *sp*-КС ВИЭ (ДГ+ВЭУ+ФЭП+мГЭС+ СК+ТН+БГУ+АКБ);
кв. 2 – *p*-КС ВИЭ (ДГ+ ВЭУ+ ФЭП+СК+АКБ);
кв. 3, 4, 5 – d-КС ВИЭ (ДГ+ВЭУ);
кв. 6 – *h*-КС ВИЭ (ДГ+ФЭП+АКБ);
кв. 7 – *s*-КС ВИЭ (ДГ+ФЭП+ВЭУ+СК+ ВН+мГЭС+АКБ);
кв. 8 – *k*-КС ВИЭ (ДГ+ ФЭП+СК+АКБ).

Высокий уровень подобия каждого из объектов (высота потолков, площади и объем помещений, теплозащитные характеристики, расположение отопительных приборов, окон и т. д.), содержащих в себе различные КС ВИЭ, способствовал хорошей сопоставимости полученных экспериментальных данных и достоверности сравнения с расчетными показателями.

Необходимо отметить, что за период эксплуатации объекта отключения электроэнергии в сети происходили в сельской местности по различным причинам с периодичностью раз-два в квартал. Практика показала, что самыми защищенными (с т. з. надежности энергоснабжения) в такие моменты оставались квартиры (дома) с *sp*-КС ВИЭ, имеющие и ДГ, и комплекс оборудования ВИЭ. Основной задачей при выборе состава энергетического оборудования каждого конкретного энергокомплекса является оптимальное (с т. з. минимальной стоимости выработки 1 кВт·ч энергии) сочетание мощностных параметров между видами ВИЭ.

На рис. 3.8 представлена схема размещения КС ВИЭ на объекте «Энергоэффективный дом».

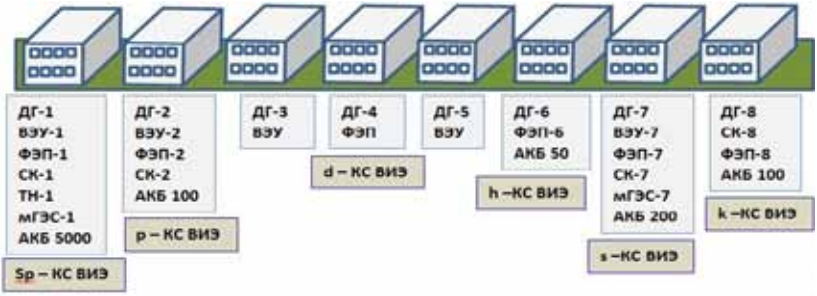


Рис. 3.8. Схема размещения КС ВИЭ
на объекте «Энергоэффективный дом»

3.6. Варианты сочетаний оборудования и мощностей в составе КС ВИЭ

Варианты сочетаний видов ВИЭ по диапазонам мощностей могут быть представлены следующим образом (табл. 3.4) на примере микро-КС ВИЭ, гарантирующей 5 % мощности от уровня «Full»).

Таблица 3.4

Возможные варианты сочетаний оборудования КС ВИЭ

Состав энергетического оборудования	Сочетание по мощностям (в % от полной потребности)	Вариативность показателей оборудования НВИЭ по мощности
1	2	3
ДГ+ВЭУ	5 %+5 %	5 %+5 %
ДГ+ВЭУ+ФЭП	5 %+4,5 %+0,5 %	5 %+(1–4,75)+ (0,25–4) %
ДГ+ВЭУ+ФЭП+ТН	4 %+3,5 %+0,5 %+1 %	4%+(1–3) %+(0,25–0,5) %+ +(1–3) %
ДГ+ВЭУ+ФЭП+ТН+СК	4 %+2 %+0,25 %+ +1 %+1,75 %	4 %+(1–3)%+……..
ДГ+ВЭУ+ФЭП+ТН+ +СК +БГУ	3 %+2 %+0,25 %+ +1 %+2 %+0,5	3 %+(1,5–2,5) %+(0,2–0,5) %+ +(0,75–1,5) %+(1,5–2,5) %+ +(0,3–0,8) %

Для определения оптимального сочетания доли мощности в составе дуплекс-КС ВИЭ «ДГ+ВЭУ» были исследованы значения дисперсий выработки энергии ДГ и ВЭУ за единицу времени.

Определяя выбор сочетаний мощностей ДГ и ВЭУ, обращаемся к методу выпуклой оптимизации с поиском экстремума функции (условного глобального минимума), записывая граничные условия для целевой функции (3.18):

$$x_{ДГ} + x_{ВЭУ} = 1;$$

$$x_{ДГ}\, r_{ДГ} + x_{ВЭУ}\, m_{ВЭУ} = A,$$

где $x_{ВЭУ}$ – доля, вырабатываемая ВЭУ(рисковым) источником ВИЭ;

$r_{ВЭУ}$ – стоимость эксплуатации ВЭУ в течение часа;

$m_{ВЭУ}$ – средняя стоимость энергии, вырабатываемой ВЭУ за единицу времени (выборочное среднее по $Y_{ВЭУ}$;)

при этом $x_{ДГ} > 0$; $x_{ВЭУ} > 0$;

A – допустимый уровень средней стоимости 1 кВт·ч эл. энергии, вырабатываемой КС ВИЭ (А< $r_{ДГ}$).

Для различных мест расположения объекта искомые оптимальные значения долей установленных мощностей $x_{ДГ}$ и $x_{ВЭУ}$ будут зависеть от условий окружающей среды (скорость ветра, распределение Вэйбулла для скорости ветра) и от правильного выбора класса и типа установки.

Результаты сравнения экспериментальных данных и расчетных характеристик оптимальных КС ВИЭ представлены на рис. 3.9. Искомая выстраиваемая кривая (гипербола), описывающая область возможных значений долей мощности возобновляемых источников энергии, называемая в математике, как указывалось выше, «пуля Марковитца», по своему внешнему виду напоминает пулю.

Значения вне области «пули Марковитца» считаются невозможными. Значения на нижней части линии «пули Марковитца» характеризуют оптимальные соотношения долей установленных мощностей оборудования ВИЭ (x_i). Оптимальной считается КС ВИЭ, находящаяся на луче, образованном касательной к «пуле Марковитца», исходящей из показателя стоимости выработки 1 кВт·ч эл. энергии на безрисковом источнике энергии (дизель-генераторе), в месте расположения объекта.

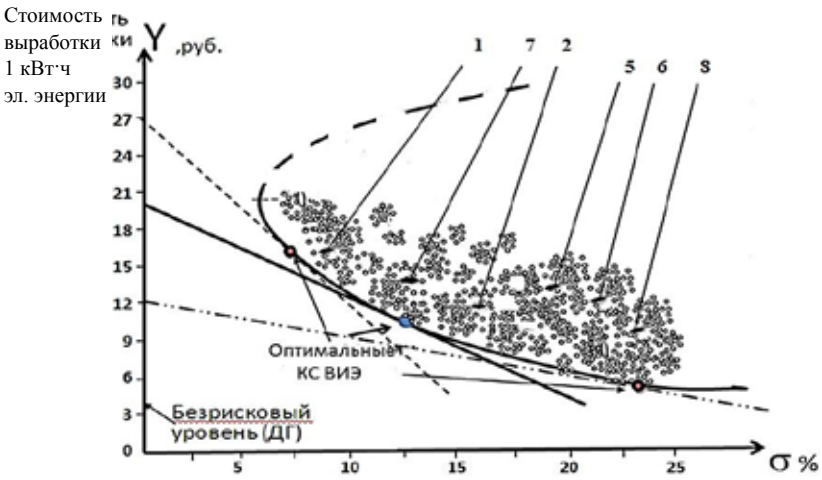


Рис. 3.9. Сравнение оптимальных расчетных (область «пули Марковитца») и экспериментальных данных КС ВИЭ в квартирах (коттеджах) 1–8 объекта «Энергоэффективный дом»

(1 – окта-КС ВИЭ *(котт. 1); 2 – пента*-КС ВИЭ *(котт. 2); 5 – дуплекс*-КС ВИЭ *(котт. 3, 4, 5); 6 – трио*-КС ВИЭ *(котт. 6); 7 – септ*-КС ВИЭ *(котт. 7); 8 – кватро*-КС ВИЭ *(котт. 8))*

Все КС ВИЭ на объекте «Энергоэффективный дом», сформированные до появления научного обоснования эффективности на основе метода выпуклой оптимизации, не соответствовали оптимальному соотношению долей установленной мощности между видами оборудования ВИЭ, т. к. были подобраны «на глазок», вследствие чего имеют резерв повышения эффективности. Этот резерв определяется относительной величиной 20–50 % потенциальной мощности установленного оборудования ВИЭ или (в абсолютных величинах) – перерасходу в 2–5 руб. за каждый вырабатываемый КС ВИЭ 1 кВт·ч эл. энергии.

В то же время, даже при таких уровнях стоимости, КС ВИЭ, реализованные на объекте «Энергоэффективный дом», неоднократно демонстрировали надежность энергоснабжения в моменты отключений электроэнергии в населенном пункте (п. Растущий Белоярского района) благодаря кратному резервированию систем энергообеспечения на основе ВИЭ.

3.7. Анализ зарубежных компьютерных программ расчета энергосистем возобновляемых источников энергии

В настоящее время в мире используется около ста автоматизированных ЭВМ-программ по расчету различных параметров энергосистем на базе ВИЭ, включая экономику. Многие программы ЭВМ основаны на технологии 3D проектирования для наилучшего выбора расположения установок на местности. Некоторые программы не требуют установки и работают в режиме on-line. Это значительно сокращает время проектирования и не занимает места на жестком диске персонального компьютера. Примерно половина всех программ находится в свободном доступе, соответственно ими могут воспользоваться все желающие.

Каждая программа имеет свои особенности, например, одни показывают выработку электроэнергии, другие помогают правильно расположить установки на местности или объекте, третьи считают прибыль за счет генерации электроэнергии в сеть и срок окупаемости. Для более масштабных проектов необходимо использование сразу нескольких программных комплексов. В разделе приведено описание некоторых наиболее функциональных программ, находящихся в свободном доступе.

Программный пакет RETScreen – программа для анализа проектов с использованием возобновляемых источников энергии, реализованная Minister of Natural Resources Canada в пакете Microsoft Excel [41]. Данный комплекс включает в себя базы данных продуктов, проектов, гидрологических и климатических характеристик, данные для сравнительной оценки, а также подробное руководство пользователя. Переведен на 35 языков, включая русский.

Программа RETScreen позволяет моделировать и анализировать любой проект с использованием ВИЭ. Специалисты, ответственные за принятие решений, могут выполнять пятиэтапный стандартный анализ, включающий энерговыработку, расчет себестоимости, эмиссионные выбросы, финансовые затраты, а также анализ рисков и чувствительности системы.

Из недостатков программы RETScreen для отечественного пользователя стоит отметить статичность программы: она не использует временной модуль в процессе моделирования, т. е. не способна

моделировать и просчитывать комплекс различных рисковых ситуаций. Отсутствует возможность комбинировать различные источники энергии в пределах одной системы.

Модель оптимизации энергосистем «HOMER» – компьютерная программа, разработанная американской Национальной Лабораторией возобновляемых источников энергии (NREL), предназначена для расчета энергосистем малой мощности и сравнения различных способов выработки энергии [42]. «HOMER» моделирует физическое поведение энергосистемы и ее стоимость за период эксплуатации, включающую стоимость установки и затраты на дальнейшую эксплуатацию. «HOMER» позволяет сравнить множество различных вариантов конструкции энергосистемы и определить ее технические и экономические достоинства, помогает определить риски, связанные с изменчивостью погодных условий. Программа не является статичной, она способна симулировать изменчивость погоды, например, учитывает вероятности штилей или наоборот, штормовых ветров, снижение инсоляции вследствие облачности.

Программный комплекс «HOMER» может рассчитать как автономную, так и соединенную с сетью энергосистему, производящую тепловую и электрическую энергию и содержащую любую комбинацию источников энергии, состоящую из ФЭП, ветрогенераторов, микроГЭС, биогазовых установок, ДВС, микротурбин, топливных элементов, АКБ и водородных источников.

Структура программы содержит 3 основных модуля: моделирование, оптимизация и анализ чувствительности. «HOMER» предоставляет результаты проектирования в виде таблиц и графиков, что облегчает сравнение различных конфигураций и позволяет определить экономические и технические преимущества различных систем. Общий вид окна программы представлен на рис. 3.10.

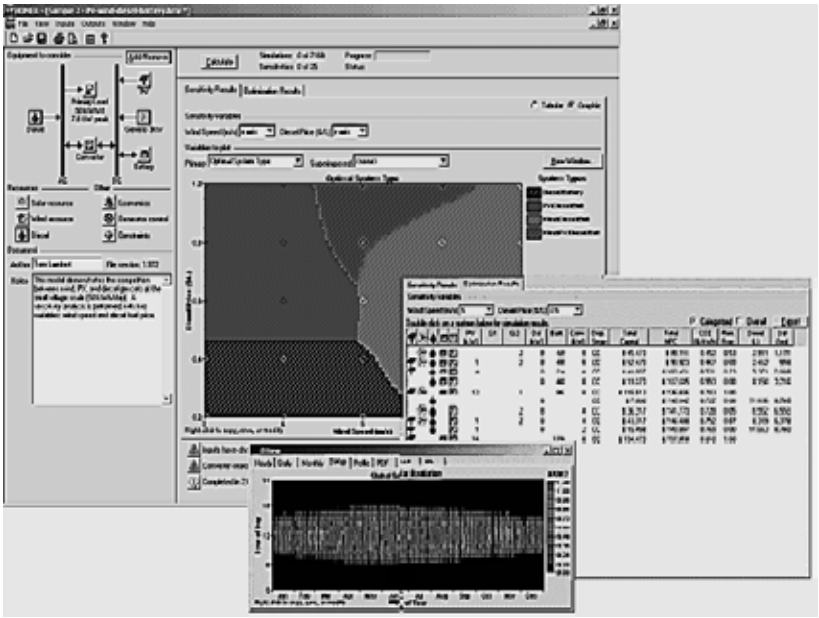


Рис. 3.10. Общий вид окна программы «HOMER»

Для того чтобы облегчить пользование программным комплексом и обеспечить достаточную быстроту вычислений, оптимизации и анализа чувствительности, в «HOMER» используется менее подробный процесс моделирования, чем в ряде других программ, содержащих временной модуль, таких как «Hybrid 2», «PV-DesignPro» и «PV*SOL». В то же время «HOMER» является более подробным программным комплексом, чем «статистические» программы, такие как «RETScreen», в которых не используют временной модуль в процессе моделирования. Из всех приведенных программ «HOMER» является самым гибким с точки зрения универсальности и разнообразия систем, которые он может спроектировать.

Представляет интерес программа «Skelion» – плагин, который дает программе «Google SketchUp» возможность добавлять солнечные батареи в архитектурные проекты [43].

Плагин «Chronolux 1.0» предназначен для расчета продолжительности инсоляции и геометрического коэффициента естествен-

ной освещенности (этот коэффициент составляет процентное отношение площади светопропускания к площади небосвода).

Таким образом, используя программу «SketchUp» с плагинами «Skelion» и «Chronolux» и дополнительно подключив программу «PVWatts» для расчета прихода солнечной радиации, можно создать глобальный проект по разработке солнечной системы. Достоинство данного комплекса программ заключается в том, что одна программная среда содержит сразу несколько направлений: расчет падающего солнечного излучения, вычисление оптимального угла наклона ФЭП, правильная расстановка солнечных панелей на выбранной поверхности для исключения затенения, графическое представление результатов.

Из недостатков стоит отметить, что программный комплекс не решает вопросов технического характера, т. е. не производит расчет необходимого оборудования и мощностей системы, не оперирует другими источниками энергии, кроме солнечных панелей, не решает вопросы экономического характера (капитальные затраты, срок окупаемости, затраты на обслуживание и ремонт). Бесплатная версия содержит много ограничений по сравнению с платной, из-за чего невозможно сохранить проект в разных форматах и перевести работу из 3D формата в 2D.

Одна из программ для расчета параметров ВИЭ – «Sunny Design»[44] предлагает возможный проект по использованию ФЭП в системе электроснабжения, подбирает необходимое количество панелей, параметры контроллера и инвертора, которые будут удовлетворять характеристикам системы. Кроме того, возможно оценить дальнейшее потребление солнечной системой электроэнергии на собственные нужды. Результаты предоставляются в виде диаграммы.

Интерфейс программы интуитивно понятен. Основное преимущество «Sunny Design» – наглядность, все шаги имеют графическое представление, поэтому определить суть каждого окна достаточно просто. Важным качеством, которое отличает эту программу от остальных, является способность легко сравнивать производительность различных типов солнечных панелей. Большинство производителей солнечных панелей уже содержится в обширной базе дан-

ных программы, и есть возможность ввести параметры солнечной панели своей собственной разработки.

Из недостатков стоит отметить, что программа применима только к расчету солнечных систем, которые используют инверторы производства компании SMA. SMA – один из производителей инверторов солнечных систем и систем мониторинга состояния ФЭП. «Sunny Design» разрабатывалась именно компанией SMA. Характеристики месторасположения солнечных панелей являются довольно обобщенными. Учитываются лишь данные о приходе солнечной радиации для близлежащего крупного населенного пункта, что не совсем подходит для удаленных регионов.

Анализ приведенных программ позволил учесть их достоинства и недостатки и подойти к разработке собственной компьютерной программы расчета оптимального энергокомплекса ВИЭ для удаленного автономного объекта.

3.8. Разработка компьютерной программы расчета оптимальной КС ВИЭ

Компьютерная программа расчета оптимального энергокомплекса на основе возобновляемых источников энергии необходима для быстрого определения параметров оборудования в составе КС ВИЭ. Она реализована на базе пакета стандартной программы Excel и получила название «Автоматизированный расчет комплекса ВИЭ «АРК-ВИЭ» [45].

Функционирование программы расчета осуществляется по алгоритму, представленному на рис. 3.11. На основе представленного алгоритма расчета оптимальных долей каждого из возобновляемых источников энергии, входящих в состав КС ВИЭ, был разработан и апробирован автоматизированный расчет искомых параметров: долей установленной мощности каждого вида оборудования, входящих в состав КС ВИЭ. Важно, что программа «АРК-ВИЭ» определяет оптимальный ряд видов ВИЭ, даже если первоначально он был введен заказчиком приблизительно. В теле программы заложена идеология и «прошиты» алгоритмы, приведенные в разделах 3.3, 3.4 и 3.5.

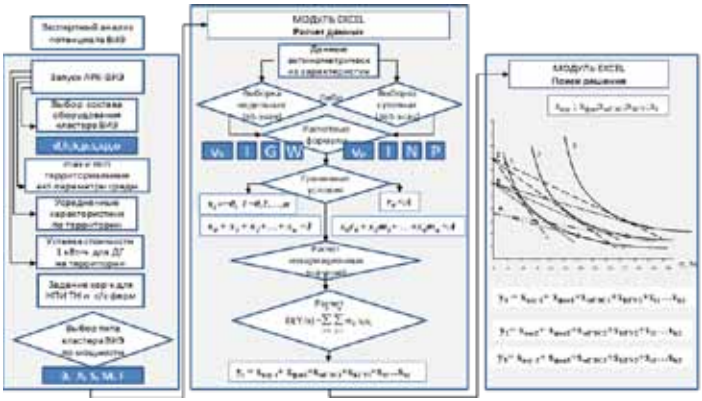


Рис. 3.11. Алгоритм функционирования программы расчета КС ВИЭ

Основные расчетные форулы, используемые в программе, приведены в табл. 3.5.

Таблица 3.5

Основные расчетные формулы для поиска оптимальной КС ВИЭ

Источник энергии	Параметр	Размер-ность	Коэфф. полезного действия	Определяющая величина	Мощность	Примерная стоимость 1кВт.ч (руб.)
ДГ	Цена 1 л	руб.				25–70
ВЭУ	Скорость ветра V	м/с	$\mu_э = 78$ % $\mu_м = 88$ %	D – диаметр ВЭУ (м) V– скорость ветра (м/с)	1/8 $p\pi\mu_э\mu_м C_p D^2 V^3$(Вт)	3,5–8
ФЭП	Инсоляция J	Вт/м^2	$\mu^Ф = 15$ %	S – площадь ФЭП (м^2)	$J \cdot S \cdot \mu^Ф$ (Вт)	20–40
СК плоск	Инсоляция J	Вт/м^2	$\mu^{СК} = 40$ %	S – площадь СК (м^2)	$J \cdot S \cdot \mu^{СК}$ (Вт)	5–7
СК (вакуум)	Инсоляция J	Вт/м^2	$\mu^в = 84$ %	S – площадь СК(м^2)	$J \cdot S \cdot \mu^в$ (Вт)	6–12
мГЭС 1, река	Скорость течения	м/с	$\mu_э = 76$ % $\mu_м = 88$ %	p(воды) = 1000 кг/м^3	1/8 $p\pi\mu_э\mu_м D^2 V^3$ (Вт)	2–5
мГЭС 2 плотина	Разность ниж. и верх. бьефов	Δh м		Q – расход $Q = V$ (м/с) S (м^2)	$\rho \cdot g \cdot Q \cdot \Delta h$ (Вт) $\rho \cdot g \cdot V \cdot S \cdot \Delta h$	1,5–4
БГУ	Кол-во голов	ед.				3–6
	КРС	1			25 Вт	
	Свиней	1			2,5 Вт	
	Птица (кура)	1			0,25 Вт	
ТН (т)	Температ. НПИ	(2–30) °С	$\xi = 2–6$ – коэфф. эффективности ТН		N (кВт)	2–8

На основе решения (3.18) были определены значения целевых функций и составлены таблицы оптимальных сочетаний НВИЭ для различных КС ВИЭ. Вариант окна меню программы расчета оптимальной сикстет-КС ВИЭ представлен на рис. 3.12.

Рис. 3.12. Вариант экранного меню программы автоматизированного поиска оптимальной КС ВИЭ «АРК-ВИЭ»

Для корректного функционирования программы требуется ввести следующие данные в сплывающие окна:

для предварительного определения типа КС ВИЭ (Э, A, S, M, F) задаются

– вид НВИЭ (ВЭУ, ФЭП, СКпл, СКвак, мГЭС, БГУ, ТН);

для расчета дисперсий (отклонений от средних) задаются:

– скорость ветра (от 0 до 25 м/с);

– плотность инсоляции (от 100 до 1000 Вт /м^2 с шагом 50 Вт/м^2);

– скорость течения реки (от 0 до 20 м/с с шагом 1 м/с);

– перепад высот на ГТС (от 1 до 100 м с шагом 2 м).

Основным требованием корректного расчета КС ВИЭ автоматизированной программой «АРК-ВИЭ» является внесение массива данных статистических актинометрических и ветровых характеристик (скорость ветра, показатели инсоляции) для конкретной территории. Чем больше период охвата стохастических параметров, вносимых в программу, тем точнее будет выполнен расчет оптимальной КС ВИЭ.

Для расчета стоимостных параметров и сравнения с безрисковым источником энергии вводятся:

– себестоимость выработки энергии безрисковым источником энергии на данной территории;

– себестоимость выработки 1 кВт·ч эл. энергии на каждом из видов ВИЭ.

Для поиска оптимального соотношения долей мощности каждого вида оборудования ВИЭ запускается автоматизированный расчет через модуль «Поиск решения».

Искомым результатом расчета являются показатели долей мощности оборудования в составе выбранной, например, кватро-КС ВИЭ:

Пример: $x_0 = 0{,}4$; $x_1 = 0{,}25$, $x_2 = 0{,}15$; $x_9 = 0{,}2$.

Указанные соотношения показывают, что оптимальным для данного региона (местности, территории, муниципального образования) являются следующие соотношения по установленным мощностям оборудования:

ДГ – 40 %; ВЭУ – 25 %, ФЭП – 15 %; БГУ– 20 %.

Таким образом, разработанный алгоритм определения оптимального состава оборудования ВИЭ (по видам и долям установленной мощности) позволяет быстро ответить на вопрос: какой вид ВИЭ и в каких долях мощности между собой будет являться оптимальным с т. з. минимальной стоимости выработки 1 кВт·ч энергии для данных территориально-климатических условий.

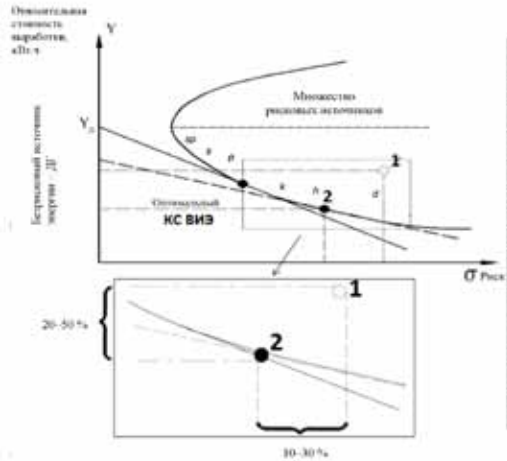
3.9. Анализ эффективности КС ВИЭ

Первый анализ эффективности КС ВИЭ был выполнен на примере поставки оборудования ВИЭ из Китайской народной республики (КНР) и сравнении штатной конфигурации КНР с оптимизированной посредством «АРК ВИЭ».

Поставкой комплексных систем ВИЭ из Китая в Екатеринбург занимается ряд фирм. Одна из них – ООО «Уралэнерговетер» обратилась в УрФУ для проверки эффективности функционирования и оптимизации поставляемого из КНР оборудования.

Подтверждением эффективности применения теории эффективной КС ВИЭ и использования «АРК-ВИЭ» может служить графическая интерпретация расчетного и поставляемого в составе оборудования, импортируемого из КНР (см. рис. 3.13). Состав оборудования

КС ВИЭ, поставляемого из КНР, представлен в микротаблице (1), а оптимизированная на базе той же номенклатуры КС ВИЭ – в (2).



1 КС ВИЭ (КНР)	Кол-во	Стоимость (руб.) за ед.
Солнечные панели 150 Вт	10	9231
Ветрогенератор 400 Вт	1	17190
Контроллер 30 А 48 В	1	18989
Аккумулятор 2 В 50 Ач	24	9557
Инвертор 3 кВт 48 В	1	32181
Общая стоимость системы		390038

2 КС ВИЭ (РФ)	Кол-во	Стоимость (руб.) за ед.
Солнечные панели 150 Вт	4	9231
Ветрогенератор 800 Вт	2	17190
Контроллер 30 А 48 В	1	18989
Аккумулятор 12 В 200 Ач	4	18557
Инвертор 3 кВт 48 В	1	32181
Общая стоимость системы		223924

Рис. 3.13. Графическая интерпретация сравнения штатного комплекта *d*-КС ВИЭ КНР (1) и оптимизированная по программе «АРК-ВИЭ» КС ВИЭ (2) того же производителя

Из графика следует, что себестоимость выработки энергии КС ВИЭ КНР на 20–40 % выше (точки 1 и 2 на увеличенном фрагменте графика), при этом риск (вероятность отсутствия выработки энергии из-за низкопотенциального ветра и низкой инсоляции) оптимизированной КС ВИЭ на 10–30 % ниже.

Результаты сравнения выработки электроэнергии КС ВИЭ КНР и отечественной оптимизированной представлены в табл. 3.6.

Таблица 3.6

Результаты сравнения выработки электроэнергии КС ВИЭ

Показатель (рассчитан для условий Уральского региона)	КНР	АРК-ВИЭ
Выработка эл. энергии в зимний период (декабрь), кВт·ч/ мес.	40	92
Выработка эл. энергии в летний период (апрель-сентябрь), кВт·ч/мес.	159,9	101,0
Общая стоимость *d*-КС ВИЭ (тыс. руб.) (ВЭУ+ФЭП)	390	224

Из табл. 3.6 следует, что комплект поставляемого из КНР оборудования, без оптимизации ВЭУ и ФЭП по мощности, в два раза дороже, а выработка электроэнергии в критически важный зимний период в условиях Уральского региона оказалась более чем в два раза ниже, чем у оптимизированной с помощью предложенного алгоритма «АРК-ВИЭ». Суммарная выработка энергии за год КС ВИЭ КНР даже чуть превышает оптимизированную КС ВИЭ, однако это достигается за счет повышенной выработки энергии в летний период. Причем избыток энергии от КС ВИЭ КНР накапливать негде (летом аккумуляторы успевают быстро заряжаться на 100 %), а «сбрасывать» излишки в сеть не позволяет законодательство РФ.

Таким образом, оптимизация *d*-КС ВИЭ (ВЭУ+ФЭП) по составу и установленной мощности оборудования позволила потребителю значительно сократить капитальные затраты, повысить выработку электроэнергии в зимний период более чем в 2 раза и поднять доходы предприятия-поставщика за счет увеличения продаж более доступной и эффективной КС ВИЭ.

3.10. Разработка модульных микроКС ВИЭ высокой заводской готовности

Для поддержания многочисленных частных хозяйств, потребителей на удаленных децентрализованных территориях всё актуальнее становится разработка новых малых систем ВИЭ мощностью от единиц киловатт до нескольких сот кВт. Одним из решений такой задачи может быть внедрение мобильных КС ВИЭ высокой (модульной) заводской готовности.

В условиях России такой подход для большей части территории страны, особенно для удаленных децентрализованных территорий, оправдан.

Основная идея модульной КС ВИЭ – контейнерная конструкция с размещением в ней оборудования ВИЭ, оптимизированного под конкретные условия территории (с учетом актинометрических характеристик, наличия гидротехнических сооружений, рельефа местности, окружающей растительности, сельскохозяйственных производств). Размещение оборудования в контейнере выполняется в соответствии с требованиями эргономики, ОТ и ТБ, возможностей транспортировки, ввода в эксплуатацию и пользования потребителем. Возможный набор основного оборудования в составе модульной КС ВИЭ: ДГ, ФЭП, ВЭУ, мГЭС, ТН и БГУ.

Для обеспечения задач эффективного функционирования контейнер оборудован вспомогательными устройствами: инвертором, контроллером, АКБ, LED-светильниками, распределительным шкафом (ШР), набором кабелей, комплектом розеток. Пример КС ВИЭ в модульном исполнении приведён на рис. 3.13.

Комплектация оборудования контейнерной КС ВИЭ в максимальном составе представлена в табл. 3.7.

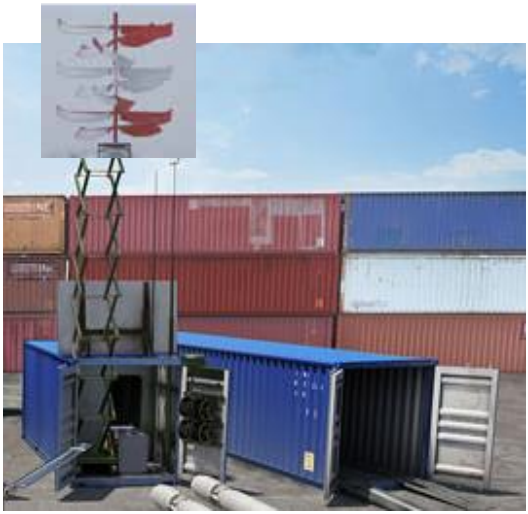


Рис. 3.14. Модульная микроКС ВИЭ высокой заводской готовности с развернутой в рабочее состояние ветроустановкой «Кардэя» [44]

В зависимости от конкретных территориально-климатических параметров и возможностей заказчика состав оборудования может быть изменен.

Таблица 3.7

Характеристики основного и вспомогательного оборудования ВИЭ в транспортном контейнере

№ п/п	Оборудование	Ед. мощность, Вт	Кол-во	Суммарная мощность, кВт
1	2	3	4	5
1	Солнечные панели ФЭП	100	20	2,0

Окончание табл. 3.7

1	2	3	4	5
2	Ветроэнергетическая установка	2000	1	2,0
3	АКБ гелевые (Ач)*	100*	10	1000*
4	Контроллер	2000	2	4,0
5	Инвертор	4000	1	4,0
6	Дизель-генератор (аварийно-резервный)	4000	1	4,0
7	мГЭС с ротором «Банки»	2500	1	2,5
8	Солнечные коллекторы КУМЗ	1800 (т)	2	3,6 (т)
9	Шкаф распределительный		1	
10	Пульт управления		1	
11	Набор подключенных розеток		5–10	
12	Шлейф (кабель к потребителю) (м)	100 м	1	–
13	Аппаратура КИП и дистанционного контроля	комплект	1	–
14	Резервная емкость для аварийного запаса горючего (л)	200	1	

Применение КС ВИЭ, по сравнению с монокомплексами возобновляемой энергетики, обусловлено большими рисками остаться без энергообеспечения по причине объективного (естественно-природного) отсутствия одного из возобновляемых источников энергии (солнца, ветра).

Особенности применения модульных установок высокой заводской готовности обусловлены целым рядом обстоятельств:

– необходимостью повышения надежности энергообеспечения децентрализованных потребителей;

– требованием высокого уровня готовности оборудования к развертыванию и запуску;

– отсутствием навыков эксплуатации высокотехнологичного оборудования у населения;

– удаленностью территорий расположения объектов потребителя и отсутствием сервисного обслуживания в течение длительного времени.

Среди задач, которые потенциально решает КС ВИЭ в модульном исполнении, могут быть следующие:

– катодная защита подземных участков нефте- и газопроводов;

– обеспечение электрической и тепловой энергией коттеджных поселков и коллективных садов, метеостанций, геологических партий, пастбищ и пасек;

– энергоснабжение удаленных или децентрализованных объектов инфраструктуры: мачт сотовой связи, маяков, систем связи и военных объектов;

– энергоснабжение автономных военизированных городков и медицинских госпиталей в условиях военных действий.

Линейка КС ВИЭ в модульном исполнении может представлять из себя:

по мощности (кВт): 0,3; 0,5; 1,0; 1,5; 4,0; 8,0; 16,0 и более;

по составу оборудования КС ВИЭ:

h – КС ВИЭ (ДГ + ВЭУ + АКБ) или (ФЭП + ВЭУ + АКБ);

k – КС ВИЭ (ФЭП + ВЭУ + мГЭС + АКБ) или (ДГ + ФЭП + + ВЭУ + АКБ);

p – КС ВИЭ (ДГ + ФЭП + ВЭУ + мГЭС + АКБ) или (ФЭП + + ВЭУ + СК + ТН + АКБ);

s – КС ВИЭ (ДГ + ФЭП + ВЭУ + мГЭС + БГУ + АКБ);

sp – КС ВИЭ (ДГ + ФЭП + СК + ВЭУ+ мГЭС + БГУ + АКБ).

Уточненная конфигурация (состава и мощности каждого вида оборудования) КС ВИЭ зависит от конкретных условий территории, на которой предполагается его использование.

3.11. Выводы и рекомендации

1. Расчетная математическая модель позволяет на основе метода выпуклой оптимизации рассчитать наиболее эффективную КС ВИЭ по составу оборудования и критерию минимальной стоимости выработки 1 кВт·ч эл. энергии.

2. Точный (с т. з. и номенклатуры, и установленных мощностей) выбор видов ВИЭ на основе метода выпуклой оптимизации гарантирует в районах с резко континентальным климатом России повышение надежности электрообеспечения потребителей и поддержание минимально необходимого уровня значений мощностей.

3. По мере повышения «ранга» системы энергообеспечения с дубль-«*d*-КС ВИЭ» до септ-«*sp*-КС ВИЭ» возникает новое качество энергопотребляющей системы, характеризующееся возрастанием надежности независимого энергообеспечения потребителя.

4. Предложен алгоритм и разработана компьютерная программа автоматизированного расчета оптимальной КС ВИЭ «АРК-ВИЭ».

5. Разработанная программа автоматизированного расчета оптимальной КС ВИЭ прошла апробацию в ООО «Уралэнерговетер», осуществляющем продажу установок ВИЭ, поставляемых из КНР.

Для визуализации построения и сравнения различных КС ВИЭ, полученных на основе «АРК-ВИЭ», разработана программа-плагин «VIZPO-RES», позволяющая выстраивать графики, соответствующие оптимальным соотношениям установленных мощностей в составе КС ВИЭ.

Использование программы автоматизированного расчета оптимальной КС ВИЭ уже сегодня дает экономический эффект, заключающийся в увеличившихся обьемах закупок дуплекс- и трио-КС ВИЭ (ВЭУ + ФЭП; ДГ + ВЭУ + ФЭП) за счет оптимизации их цены (снижение в 1,5–1,8 раза) и повышения эффективности выработки эл. энергии (выработка для декабря возросла в результате точной оптимизации состава оборудования ВИЭ почти в 2 раза).

На рис. 3.15 представлены Свидетельства Государственной регистрации разработанных программ ЭВМ.

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ

СВИДЕТЕЛЬСТВО

о государственной регистрации программы для ЭВМ

№ 2013613097

«Программа Автоматизированного расчета кластера возобновляемых источников энергии» («Программа «АРК-ВИЭ»).

Правообладатель: Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего профессионального образования «Уральский федеральный университет имени первого Президента России Б.Н.Ельцина» (RU)

Авторы: Велихин Владимир Иванович (RU), Логинов Михаил Иванович (RU), Чернобай Елена Владимировна (RU)

Заявка № 2013610000

Дата поступления 29 января 2013 г.

Зарегистрировано в Реестре программ для ЭВМ 25 марта 2013 г.

Руководитель Федеральной службы по интеллектуальной собственности

Б.П. Симонов

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ

СВИДЕТЕЛЬСТВО

о государственной регистрации программы для ЭВМ

№ 2014614024

«Визуализация поиска оптимального кластера возобновляемых источников энергии (RES) «VIZPO-RES».

Правообладатель: Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего профессионального образования «Уральский федеральный университет имени первого Президента России Б.Н.Ельцина» (RU)

Авторы: Велихин Владимир Иванович (RU), Лежнин Константин Сергеевич (RU), Чернобай Елена Владимировна (RU)

Заявка № 2014611985

Дата поступления 25 февраля 2014 г.

Дата государственной регистрации в Реестре программ для ЭВМ 14 апреля 2014 г.

Руководитель Федеральной службы по интеллектуальной собственности

Б.П. Симонов

Рис. 3.15. Свидетельства государственной регистрации программ ЭВМ

Глава 4. ВОПРОСЫ ПРАКТИЧЕСКОГО ПРИМЕНЕНИЯ КОМПЛЕКСНЫХ СИСТЕМ ВИЭ

Цель данной главы – анализ использования установок возобновляемой энергии в составе КС ВИЭ для условий Уральского региона. В числе рассматриваемых – ветроэнергетика, солнечная и малая гидроэнергетика, использование биогазовых установок и тепловых насосов. Для сравнения динамики и состояния развития ВИЭ в Уральском регионе приводятся данные уровня развития возобновляемой энергетики в мире, Европе и в лидирующих странах.

4.1. Исследование использования ветроустановок в составе КС ВИЭ для нужд автономного дома в сельской местности

Ветроэнергетика для России в будущем, принимая во внимание огромные пространства, имеет важное значение [46]. Она незначительно зависит от сезонности, времени суток, но существенно – от параметров ветрового потенциала конкретного региона.

Задачи раздела:

– рассмотрение ветропотенциала территории в районе расположения объекта исследований;

– эффективность использования ВЭУ в составе КС ВИЭ.

Среди возобновляемых источников энергии, которые уже в настоящее время могут быть широко использованы, одно из первых мест по энергетическому потенциалу занимает энергия ветра. Ветроэнергетический потенциал территории России позволяет создать ветровые электростанции, способные обеспечить экономию органического топлива в объеме 10–20 млн. т у.т. Около 80 % этой энергии сосредоточено на 60 % площадей страны, где существуют большие проблемы с энергообеспечением, а вместе с тем среднегодовая скорость ветра превышает 5–7 м/с, и эта энергия может быть эффективно использована в современных ветроустановках [47].

4.1.1. Состояние ветроэнергетики в мире

В 2014 г. суммарные мощности ветряной энергетики выросли во всем мире до 369 ГВт. Ветряные электростанции всего мира в 2014 г. произвели около 620 млрд кВт·ч эл. энергии, что составля-

ет примерно 2,9 % мирового потребления электроэнергии. Во всем мире в индустрии ветроэнергетики заняты 415 тыс. человек .

В Европе сконцентрировано 47 % установленных ветряных электростанций, в Северной Америке 21 %, Азии 27 % (табл. 4.1).

Таблица 4.1

Суммарные установленные мощности (МВт) по странам мира 2006–2014 гг.

Страна	2006 г., МВт	2007 г., МВт	2008 г., МВт	2011г., МВт	2014 г., МВт
1	2	3	4	5	6
Германия	18428	20622	22247	27981	39165
США	9149	11603	16818	42432	65879
Испания	10028	11615	15145	21450	22987
Индия	4430	6270	7580	18350	22465
Китай	1260	2405	6050	52800	114763
Дания	3122	3136	3125	3890	4845
Италия	1718	2123	2726	6200	8663
Великобритания	1353	1962	2389	5707	12440
Франция	757	1567	2454	6060	9285
Португалия	1022	1716	2150	3960	4914
Нидерланды	1224	1558	1746	2260	2805
Канада	683	1451	1846	5108	9694
Япония	1040	1394	1538	2290	2789
Австрия	819	965	982	1597	2095
Австралия	579	817	817,3	1466	3806
Греция	573	746	871	1372	1980
Ирландия	496	746	805	1008	2272
Швеция	510	571	788	2218	5425
Норвегия	270	325	333	743	890
Бразилия	29	237	247,1	486	5939
Бельгия	167,4	194	287	439	1959
Польша	153	276	472	1616	3390
Египет	145	230	310	406	440
Турция	20,1	50	146	279	376
Чехия	29,5	54	116	271	309

Окончание табл. 4.1

1	2	3	4	5	6
Финляндия	82	86	110	264	295
Украина	77,3	86	89	159	
Болгария	14	36	70	111	122
Венгрия	17,5	61	65	92	114
Эстония	33	32	58	79	92
Литва	7	48	50	68	74
Люксембург	35,3	35	35	65	69
Аргентина	26,8	27,8	29,8	46	59
Латвия	27	27	27	28	31
Россия	14	15,5	16,5	29	118
Иран	23	48	66	84	114

Технический потенциал ветровой энергии России оценивается выработкой свыше 50 000 млрд кВт·ч/год. Экономический потенциал составляет выработку примерно 260 млрд кВт·ч/год, то есть около 25 % производства электроэнергии всеми электростанциями России [48].

4.1.2. Состояние использования гибридных ветродизельных систем

Источниками электроснабжения северных и восточных регионов России в настоящее время являются дизельные электростанции (ДЭС) с дизель-генераторами 30 типов, усредненный износ которых по состоянию на 2014 г. составляет 82 %. Большая часть линий воздушных передач от этих ДЭС требует реконструкции или капитального ремонта с заменой древесины для опор.

В последнее десятилетие условия доставки топлива в отдаленные районы осложняются значительным ростом цен. В связи с этим ставится задача компенсировать удорожание завоза жидкого топлива на Крайний Север и Дальний Восток за счет использования возобновляемой энергетики.

Реальное решение этой задачи возможно, в том числе с применением автономной ветроэнергетики или гибридов в составе ДГ и ВЭУ, поскольку все арктическое побережье и Дальний Восток являются зоной перспективного использования энергии ветра.

В других районах и климатических условиях применение ветродизельных установок (ВДУ) также возможно, но требует большего внимания к выбору территории размещения ветроустановок и уточнения ветровых условий конкретного места для монтажа. В ряде случаев целесообразно использование солнечно-ветродизельных установок.

Объектами применения, на которых могут использоваться ВДУ или солнечно-ветродизельные установки, являются:

– поселки и отдельные жилые дома, не подключенные к сетям централизованного электроснабжения;

– объекты нового строительства;

– метеостанции, маяки, погранзаставы;

– нефте- и газотранспортные магистрали (применение катодной защиты подземных участков трубопроводов);

– фермерские хозяйства;

– водонасосные станции и водопойные пункты;

– садово-дачные кооперативы и др.

Перспективы использования автономных ветроэлектрических установок в России значительны. Они предопределяются тем, что более 70 % территории страны находится в зоне децентрализованного энергоснабжения, где единственным источником энергии являются дизельные или бензиновые электростанции.

В удаленных районах Сибири и на Крайнем Севере России проживает более 10 млн человек. Более 2,5 млн живет в 6410 населенных пунктах. Ежегодный расход топлива в регионе составляет 6–8 млн т. Себестоимость вырабатываемой электроэнергии достигает 45–75 руб./кВт·ч. Зарубежный опыт эксплуатации ветродизельных установок показывает, что при использовании электроэнергии для бытовых целей и производства тепла можно сократить расход дизельного топлива в два–три раза и значительно снизить себестоимость вырабатываемой энергии.

4.1.3. Типы комплексных энергосистем – КС ВИЭ

Комплексная энергосистема на базе возобновляемых источников энергии подразумевает, как правило, использование дизель-генератора совместно с ВИЭ (дизель-генератор, ВЭУ, солнечные модули, микроГЭС и т. п.). Возобновляемые источники энергии дополняют безрисковый источник энергии (ДЭС) с целью снижения топливной составляющей вообще и стоимости выработки 1 кВт·ч эл. энергии в частности.

4.1.3.1. Ветродизельный комплекс – пример дуплекс-КС ВИЭ

Ветродизельная система состоит из ВЭУ и дизель-электрической системы (ДЭС) с оптимально подобранными мощностями. Как правило, дизель-генератор используется в сочетании с ВЭУ в случае, когда целью использования последней является экономия дизельного топлива, стоимость которого с учетом расходов на доставку может быть очень высокой. Соотношение мощности компонентов системы зависит от схемы генерирования нагрузки и ресурсов ветра.

Режим одновременной параллельной работы ВЭУ и ДЭС оценивается как недостаточно эффективный способ использования ВЭУ, поскольку доля участия ветроагрегата в системе по мощности не должна превышать 15–20 % от мощности дизель-генератора. Такие режимы можно использовать для экономии топлива в гибридных установках большой мощности.

При использовании раздельной работы ВЭУ и ДЭС становится возможным поднять долю участия ветроустановки до 50–60 % и более. Однако, в этом случае неизбежно усложнение системы за счет необходимости введения системы управления, инверторного оборудования и аккумуляторных батарей (АБ), которые аккумулируют энергию, вырабатываемую ветроагрегатом при рабочих скоростях ветра для питания нагрузки в безветренную погоду или при небольших скоростях ветра.

Всякий раз, когда это возможно, энергия получается за счет ВЭУ, а АБ непрерывно подзаряжаются. В периоды ветрового затишья, когда заряд АБ падает ниже определенного уровня, для обеспечения потребителей энергией автоматически (или вручную) запускается дизель-генератор. Такой режим значительно снижает количество запусков дизель-генератора и, следовательно, ведет к сокращению затрат на обслуживание и топливные расходы.

Ветродизельные системы рассматриваемого типа в настоящее время используются в Архангельской и Мурманской областях России.

Гибридные ветродизельные системы мощностью от 2 до 500 кВт различных конструкций и назначения в настоящее время испытываются, разрабатываются или планируются к реализации в рамках Федеральной программы «Энергоснабжение удаленных территорий Крайнего Севера РФ». Как правило, эти гибридные системы предназначены для надежного электроснабжения автономных потребителей с одновременной экономией жидкого топлива.

Крупные гибридные электростанции должны работать на локальную сеть удаленных поселков.

Использование современной ветродизельной системы (рис. 4.1) при должном внимании к проведению текущего обслуживания может быть экономически очень эффективным при наличии достаточных ветровых ресурсов в местности, где установлен ветроагрегат.

Рис. 4.1. Структурная схема ветродизельной установки
(ВЭУ – ветроэнергетическая установка;
ДЭС – дизельная электростанция;ТЭН – тепловой электронагреватель;
АБ – аккумуляторная батарея)

В табл. 4.2 приведены примеры использования действующих ветродизельных установок в мире.

Таблица 4.2

Параметры действующих ветродизельных установок в мире

Страна	Место расположения	Мощность ВЭУ, кВт	Мощность ДЭС, кВт	Мощность нагрузки, кВт
Австралия	Остров Роттнест	20, 50, 55	1100	90–460
Бразилия	Фернанд де Норонха	2×5	50	200 макс.
Канада	Остров Келверт	2×3	12	0,5–3,5
Канада	Кембридж Бэй	4×25	4×(380–760)	2375 макс
Канада	Форт Северн	60	85, 125, 195	50–150
Дания	Ризо	55	125	30–90
Франция	место де Лас Турс	10×12	152	100 макс
Германия	Хелоголенд	2×1200	2×1200	1000–3000
Германия	Шнитлинген	11	25	1–15
Греция	Остров Китнос	5×22	31, 4	
Ирландия	Кейп Клиер	2×30	60	15–100
Ирландия	Айнис Ойр	1×63	1×12, 1×26, 1×44	–
Италия	Келбриа	20	2×20	–
Голландия	ECN	2×30	50	50
Норвегия	Фроуа	55	50	15–50
Испания	Буджерелоз	25	16	–
Швеция	Аскескар	18,5	8,1	–
Швеция	Келмерский университет	22	20	–
Швейцария	Мартинджи	160	130	60–80
Великобритания	Остров Файр	55	1×20, 1×50	–
Великобритания	Фолклендские острова	10	10	–
Великобритания	Остров Ланди	55	3×6, 1×27	–
Великобритания	Машинилес	15	10	
Великобритания	RAL	16	7	
США	Острова Блок	150	1×225, 400, 500	1800 макс
США	Клейтон	200	1×400, 1700 2×1000; 3×1250	1000–3500

4.1.3.2. Ветросолнечная станция – дуплекс-КС ВИЭ

Электрическая энергия может быть получена за счет преобразования солнечного излучения фотоэлектрическими батареями (ФЭП). Несмотря на довольно высокую в настоящее время стоимость ФЭП, их использование совместно с ВЭУ в некоторых случаях может быть эффективным.

В большинстве районов приход солнечной радиации и наличие ветра находятся в противофазе (т. е. когда светит яркое солнце, обычно нет ветра, а если дует сильный ветер, то солнца нет). Поэтому для обеспечения бесперебойного электроснабжения автономного объекта, уменьшения необходимой мощности ветротурбины, солнечной батареи и емкости аккумуляторной батареи, улучшения режимов работы станции во многих случаях целесообразно использование гибридной ветросолнечной электростанции. Особенно ощущаются преимущества гибридных станций при круглогодичном использовании.

При этом, в зимнее время, основная выработка электроэнергии приходится на ветроэлектрическую установку, а летом – на солнечные фотоэлектрические модули (рис. 4.2).

Рис. 4.2. Структурная схема ветросолнечной установки:
ФЭП – фотоэлектрический преобразователь;
ДЭС – дизельная электростанция;ТЭН – тепловой электронагреватель;
АБ – аккумуляторная батарея

4.1.3.3. Ветрогидроэнергетическая дуплекс-КС ВИЭ

ВЭУ могут использоваться в комбинации с микро- и мини-ГЭС, имеющими резервуар для воды. В таких системах при наличии ветра ветроагрегат питает нагрузку, а излишки энергии используются для закачивания воды с нижнего бьефа на верхний. В периоды ветрового затишья энергия вырабатывается ГЭС. Подобные схемы (рис. 4.3) особенно эффективны при малых ресурсах гидроэнергии.

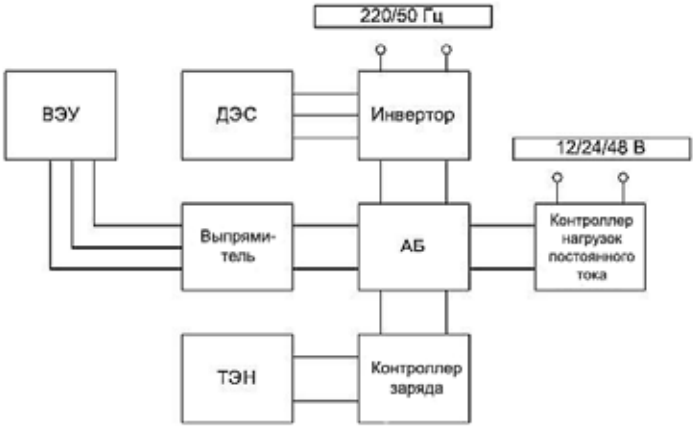


Рис. 4.3. Структурная схема энергокомплекса ветрогидроэлектростанции:
ВЭУ – ветроэнергетическая установка;
мини-ГЭС – мини-гидроэлектростанция; АБ – аккумуляторная батарея

4.1.4. Опыт эксплуатации ветроустановок на объекте «Энергоэффективный дом»

На объекте «Энергоэффективный дом» смонтированы 2 ВЭУ мощностью 4 кВт каждая и одна ВЭУ 300 Вт [49].

Задачами исследований ВЭУ на объекте являлись:

– определение мощностных характеристик ВЭУ 5–4;

– исследование инерционности ВЭУ;

– исследование влияния нагрузки;

– исследование влияния выходных параметров (тип генератора) [50];

– исследование эффективности ВЭУ в составе КС ВИЭ.

Результаты исследований показали, что обеспеченность скорости ветра для тихоходных ВЭУ (z<2) составляет в районе расположения объекта «Энергоэффективный дом» (для 3–5 м/с) 0,15–0,2, а в зонах вершин Уральского хребта (для ветров 5– 6 м/с) – 0,5–0,6 (рис. 4.4).

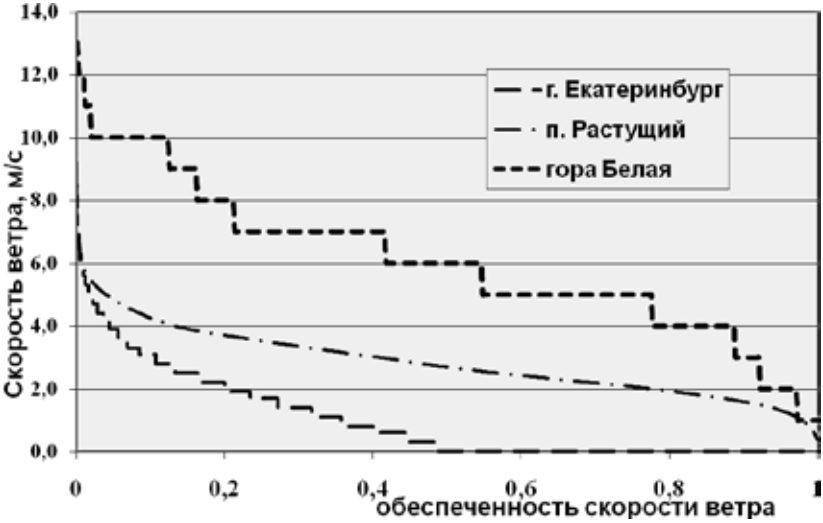


Рис. 4.4. Номограмма обеспеченности ветром района расположения объекта «Энергоэффективный дом» в пос. Растущий в течение года

Это позволяет говорить о необходимости поиска «месторождений» ветра, выборе типа ветроустановок (I или II класса) и принимать соответствующие решения для проектирования отдельных ВЭУ или ветропарков.

Из графика (см. рис. 4.5) видно, что существенное изменение инсоляции во времени года по месяцам сопровождается в районе расположения объекта «Энергоэффективный дом» относительно незначительным (до 10–12 %) изменением ветрового потенциала (средней скорости ветра) с отрицательным коэффициентом зависимости между параметрами ветра и инсоляции.

Рис. 4.5. Показатели ветрового и солнечного потенциала в районе объекта «Энергоэффективный дом»

Для определения оптимального сочетания доли мощности в составе дуплекс-КС ВИЭ «ДГ+ВЭУ» были исследованы значения дисперсий стоимости выработки энергии ДГ и ВЭУ за единицу времени в соответствии с формулой (3.18):

Определяя выбор сочетания мощностей ДГ и ВЭУ, вновь об-

$$D(Y/a) = \sum_{i=1}^{n} \sum_{j=1}^{n} \sigma_{ij}\, x_i x_j \ .$$

ращаемся к методу оптимизации с поиском экстремума выпуклой функции и используем программу расчета оптимальной КС «АРК-ВИЭ», описанную в гл. 3. При этом ограничения будут описываться следующим образом:

$$x_{ДГ} + x_{ВЭУ} = 1;$$
$$x_{ДГ}\, r_{ДГ} + x_{ВЭУ}\, m_{ВЭУ} = A,$$
$$A < r_{ДГ},$$

где $x_{ВЭУ}$ – доля, вырабатываемая ВЭУ(рисковым) источником ВИЭ;

$r_{ВЭУ}$ – стоимость эксплуатации ВЭУ в течение часа;

$m_{ВЭУ}$ – средняя стоимость энергии, вырабатываемой ВЭУ за единицу времени (выборочное среднее по ВЭУ Y);

при этом $x_{ДГ} \geq 0$; $x_{ВЭУ} \geq 0$;

A – допустимый уровень средней стоимости 1 кВт·ч эл. энергии, вырабатываемой КС ВИЭ; $r_{ДГ}$ – стоимость выработки эл. энергии ДГ.

Для различных мест расположения объекта искомые оптимальные значения долей установленных мощностей $x_{ДГ}$ и $x_{ВЭУ}$ будут зависеть от условий окружающей среды (скорость ветра, распределение Вэйбулла для скорости ветра) и от правильного выбора класса и типа установки.

Средняя мощность ВЭУ N кВт, определялась по соотношению:

$$N = \pi/8\ C_р D^2 р\ v^3 \eta(v)\ t. \qquad (4.1)$$

Удельная стоимость вырабатываемой электроэнергии (руб./кВт·ч) определяется соотношением

$$CC_{ВЭУ} = (N\ C + И_{эк}\ T_{сл}\ ) / E\ T_{сл}, \qquad (4.2)$$

где C – удельная стоимость установленной мощности, руб./кВт;

NC – общая стоимость установки;

$И_{эк}$ – издержки эксплуатации (руб./год);

$T_{сл}$ – срок службы, год;

$C_р$ – коэффициент использования ветра (0,4–0,44 для крыльчатых ВЭУ и 0,18–0,25 –для роторных);

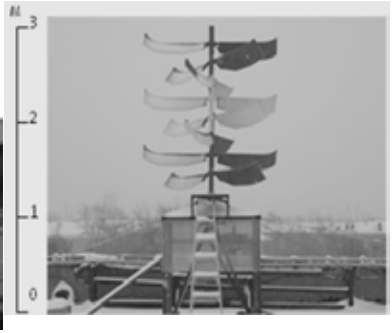
E – электроэнергия, выработанная установкой в год.

Исследование эффективности ВЭУ для удаленного децентрализованного объекта (на примере объекта «Энергоэффективный дом») осуществлялось на двух разных типах ВЭУ: первого класса (крыльчатые с горизонтальной осью) и 2-го класса (роторные с вертикальной осью).

Две ВЭУ 4–5–18 крыльчатого типа функционируют на объекте с 2003 г. (см. рис. 2.9). В Акте внедрения от НПО «Ветростар» (Москва) подтверждена расчетная окупаемость ВЭУ 4–5: 8 лет.

Инновационная ВЭУ роторно-лепесткового типа была испытана в 2010 г. в НТЦ «Кардэя» (Екатеринбург) и предложена к монтажу на площадке объекта «Энергоэффективный дом» [51]. Испытания прототипа ВЭУ «Кардэя» проводились в Екатеринбурге на здании промышленного предприятия высотой 20 м (см. рис. 4.6). Ветроколесо с вертикальной осью вращения и небольшим относительно высоты диаметром внешне напоминает «вращающуюся новогоднюю елку» (см. рис. 4.6, *а, б*).

а) июнь 2010 г.
(шесть лепестковых пар)



б) ноябрь 2010 г.
(восемь лепестковых пар)

Рис. 4.6. Ветроэнергетическая установка
роторно-лепесткового типа «Кардэя»

Конструктивное исполнение ветроколеса обеспечивает ему следующие технические преимущества:

– открывается возможность практически неограниченного увеличения количества лопастей в ветроколесе без создания помех для взаимодействия смежных лопастей с ветровым потоком;

– существенно увеличивается коэффициент заполнения ($К_з$) и, следовательно, возрастает коэффициент использования энергии ветра, а также повышается удельная парусность ВЭУ (отношение площади миделева сечения на парусной стороне ветроколеса к общей массе ВЭУ);

– исключается необходимость принудительной ориентации ветроколеса на ветер.

С увеличением количества лопастей увеличивается высота силовой колонны и ее масса, что увеличивает нагрузку на опорный узел, имеющий свой предел прочности. Однако, можно «разделить» силовую колонну на равные части (модули) с равным количеством лопастей *N* на каждой из них, а на концах фрагментов установить элементы зубчатых муфт для последующего их соединения между собой в процессе монтажа ВЭУ.

Монтаж ВЭУ сведен к установке одного модуля на другой с последующим соединением элементов зубчатых муфт и жестким

креплением каркасов между собой. Мощность ВЭУ определяется количеством модулей.

ВЭУ «Кардэя» напоминает высоковольтную опору с горизонтальными промежуточными площадками, несущими модули ветроколеса, связанными между собой лестничными маршами (рис. 4.7).

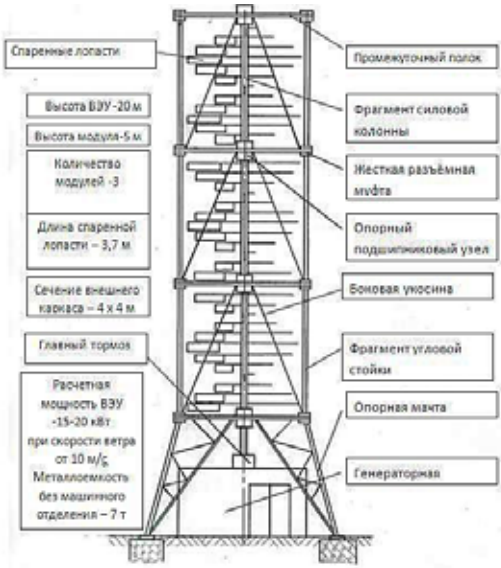


Рис. 4.7. Схема конструкции роторно-лепестковой ВЭУ «Кардея»

Основным достоинством этой установки для потребителя является нижнее расположение электрогенератора, что создает возможность для оперативного технического обслуживания и быстрой замены генератора в случае необходимости [52].

4.1.5. Выводы и рекомендации по использованию ВЭУ в составе энергокомплекса на основе ВИЭ

1. Ветровой потенциал для объекта на территориях с резко континентальным климатом может использоваться в течение всего года, однако носит нерегулярный характер и позволяет говорить об эффективности использования тихоходных ветроустановок с КИУМ не более 15 %.

2. ВЭУ в составе КС ВИЭ при скорости ветра 4–5 м/с и выше выполняет одну из ключевых функций, осуществляя работу по

выработке электроэнергии в любое время суток в течение всего года.

3. Для размещения ветроустановок в райнах с низкими среднегодовыми значениями скорости ветра необходимы дополнительные исследования по поиску «месторождений» ветра. Для Уральского региона это – практически весь Уральский хребет, устойчивые ветра на котором имеют скорости от 10 до 25 м/с.

4. Новая конструкция ВЭУ (роторно-лепесткового типа), разработанная НТЦ «Кардэя», продемонстрировала надежность и эффективность, что подтверждается коэффициентом использования установленной мощности (КИУМ) (не меньше, чем для карусельных ВЭУ) и объемом удельной вырабатываемой энергии.

Экранное меню и пример расчета дуплекс-КС ВИЭ (ДГ+ВЭУ) представлены на рис. 4.8.

Перед расчетом в таблицу задания стохастических параметров «АРК-ВИЭ» заносятся результаты измерений ветровых характеристик за период наблюдений, указываются среднестатистические, минимальные и максимальные значения скорости ветра в месте расположения ВЭУ, стоимость выработки 1 кВт·ч эл. энергии на ДГ для данной территории, а также тип КС ВИЭ (A, S, M) по доле компенсируемой мощности от полной (Full).

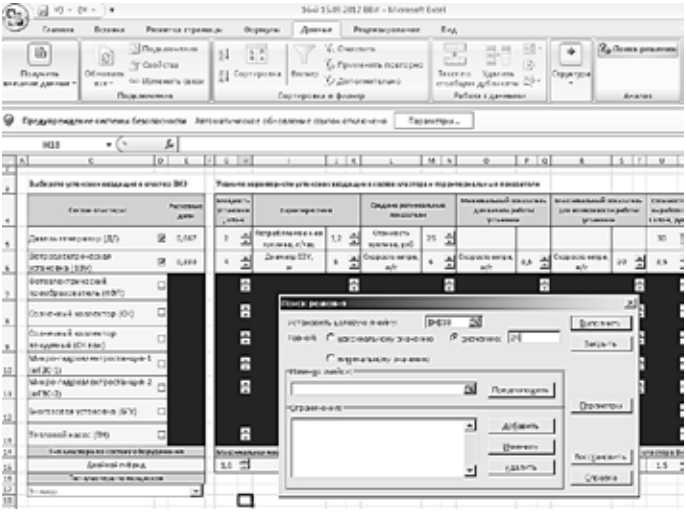


Рис. 4.8. Пример экранного меню
и расчета дуплекс-КС ВИЭ (ДГ+ВЭУ)

В результате расчета определяются доли установленной мощности ДГ и ВЭУ, формирующие для данной территории оптимальный состав оборудования, оптимизацию затрат на его приобретение и снижение стоимости выработки 1 кВт·ч эл. энергии при использовании данной КС ВИЭ.

4.2. Исследование солнечных установок в КС ВИЭ для выработки тепловой и электрической энергии

Солнечная энергетика в будущем, начиная со второй половины XX века, с большой вероятностью станет занимать одно из ключевых мест в производстве электрической и тепловой энергии. Темпы прироста «солнечных» мощностей в мире достигают 20 %, а в КНР – 35 % в год.

Основным препятствием в развитии солнечной энергетики является дороговизна установленной мощности и стоимость удельной выработки энергии [53].

Для условий Уральского региона и значительных территорий России, обладающих относительно низкими характеристиками инсоляции, использование СЭ является еще более дорогостоящим и менее выгодным предприятием.

Однако проводимые исследования и эксперименты демонстрируют перспективу использования и существенный потенциал СЭ как для удаленных объектов, так и для объектов, находящихся в мегаполисе.

Цель данного раздела главы – исследование потенциала солнечной энергии при использовании фотоэлектрических преобразователей и солнечных коллекторов в составе КС ВИЭ в условиях резко континентального климата Уральского региона.

Задачи:

– исследование эффективности солнечных ФЭП и коллекторов для использования на децентрализованном объекте;

– исследование эффективности ФЭП и СК в многоквартирном жилом доме в мегаполисе;

– сравнение характеристик КС ВИЭ с существующей и оптимизированной с использованием «АРК-ВИЭ».

4.2.1. Метеогеографические особенности потенциала солнечной энергии и уровень ГСОП в Свердловской области

Уральский регион характеризуется высоким уровнем градусо-суток отопительного периода. Для Екатеринбурга величина ГСОП составляет 5800.

Среднестатистические показатели инсоляции региона также относятся к уровню низкоэнергоэффективных: 180–220 Вт/м^2. Все это не способствует созданию конкурентных преимуществ для систем солнечного электро- и теплообеспечения. На приведенной карте [54] распределения суммарной солнечной радиации представлены регионы, имеющие относительно высокие значения, что позволяет рассматривать их с точки зрения перспектив использования солнечных тепловых коллекторов (рис. 4.9).

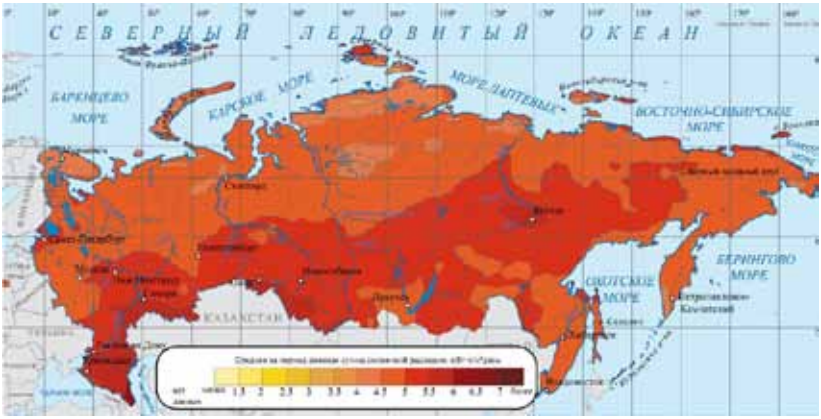


Рис. 4.9. Распределение суммарной солнечной радиация на наклонную поверхность (угол наклона на 15 град. меньше широты, июнь–август) (источник: *Попель О. С.,Фрид С. Е*… «Атлас ресурсов солнечной энергии…»)

Данная карта иллюстрирует территории с высокими значениями суммарной солнечной радиации, находящиеся в относительно северных широтах (например, Сибирь, Якутия). Среднемесячные температуры °С (по данным «NASA») представлены в табл. 4.3.

Таблица 4.3

Среднемесячные температуры в городах России

Месяцы	Москва	Екате-ринбург	Новоси-бирск	Якутия (Челбу)	Омск	Ир-кутск	Красно-дар
Янв.	– 9,3	– 14,5	– 15,8	– 35,8	– 17,3	– 18,8	– 0,1
Февр.	– 7,7	– 12,2	– 13,5	– 29,9	– 16,9	– 16,7	0
Март	– 2,2	– 4,6	– 7,2	– 17,3	– 8,2	– 7,4	4,9
Апр.	5,8	4	2	– 3,1	3,4	1,4	11,8
Май	13,1	10,9	11,8	6,6	11,8	9,3	16,8
Июнь	16,6	15,9	16,9	14,3	17,7	15	20,7
Июль	18,2	18,5	19,3	17,1	19,7	17,5	23,6
Авг.	16,4	15,1	16,3	13,5	16,1	15,1	23,1
Сент.	11	9,5	9,9	6,1	10,5	8,7	17,9
Окт.	5,1	1,4	2,7	– 7,3	1,7	0,9	11,4
Нояб.	– 1,2	-5,6	– 7,6	– 23,8	– 7,5	– 8,4	5
Дек.	– 6,1	– 11,3	– 13,6	– 34	– 14,4	– 16	0,8
Ср.	**5**	**2,3**	**1,9**	**– 7,7**	**1,5**	**0,1**	**11,4**

Валовой потенциал солнечной энергии региона – это среднемноголетняя суммарная солнечная энергия, падающая на площадь региона в течение одного года. Метеорологические данные солнечной энергии в г. Екатеринбурге представлены в табл. 4.4.

Таблица 4.4

Метеорологические данные солнечной энергии в Екатеринбурге

Месяц	Среднемноголетний приход солнечной энергии на единицу горизонтальной поверхности, кВт.ч/(м^2 сут.)
Январь	1,3
Февраль	1,24
Март	2,74
Апрель	4,03
Май	4,86
Июнь	5,85
Июль	5,40
Август	4,68

Окончание табл. 4.4

Месяц	Среднемноголетний приход солнечной энергии на единицу горизонтальной поверхности, кВт.ч/(м^{2}сут.)
Сентябрь	2,2
Октябрь	1,14
Ноябрь	0,7
Декабрь	0,32
Год	**34,46**

Приход энергии в год на единицу площади *E*:

$$E = \sum_{i=1}^{12} E_i.$$

E=1,3+1,24+2,74+4,03+4,86+5,85+5,40+4,68+2,2+1,14+0,7+0,32.

Значения дневных сумм солнечной радиации на горизонтальную поверхность, кВт·ч/м^2/день, представлены в табл. 4.5.

Таблица 4.5

Значения дневных сумм солнечной радиации

Месяцы	Москва	Екате-ринбург	Ново-сибирск	Якутия (Челбу)	Омск	Ир-кутск	Красно-дар
Янв.	0,54	0,64	0,69	0,7	0,81	0,96	1,23
Февр.	1,31	1,52	1,37	1,74	1,81	1,94	2,05
Март	2,49	3	3,02	3,27	3,28	3,39	2,98
Апр.	3,52	4,15	4,08	4,67	4,31	4,48	4,19
Май	5,04	5,16	5,05	5,24	5,48	5,4	5,56
Июнь	5,56	5,72	5,48	5,83	6,19	5,81	5,85
Июль	5,14	5,27	5,01	5,36	5,76	5,12	6,12
Авг.	4,2	4,11	4,29	4,42	4,44	4,32	5,3
Сент.	2,57	2,57	2,93	2,84	3,02	3,22	4,06
Окт.	1,26	1,38	1,44	1,81	1,61	2,07	2,63
Нояб.	0,53	0,71	0,8	0,92	0,91	1,11	1,5
Дек.	0,33	0,44	0,62	0,44	0,58	0,7	1,02
Ср.	**2,7**	**2,9**	**2,9**	**3,1**	**3,2**	**3,2**	**3,5**

В табл. 4.6 представлены значения градусо-суток отопительного периода, (°С·сутки), по городам России.

Таблица 4.6

Значения ГСОП по городам России

Месяцы	Москва	Екате-ринбург	Новоси-бирск	Якутия (Челбу)	Омск	Ир-кутск	Красно-дар
Янв.	846	1008	1048	1668	1094	1141	561
Февр.	720	846	882	1341	977	972	504
Март	626	701	781	1094	812	787	406
Апр.	366	420	480	633	438	498	186
Май	152	220	192	353	192	270	37
Июнь	42	63	33	111	9	90	0
Июль	0	0	0	28	0	16	0
Авг.	50	90	53	140	59	90	0
Сент.	210	255	243	357	225	279	3
Окт.	400	515	474	784	505	530	205
Нояб.	576	708	768	1254	765	792	390
Дек.	747	908	980	1612	1004	1054	533
Сумма	**4735**	**5733**	**5934**	**9375**	**6082**	**6518**	**2825**

Из табл. 4.6 очевиден уровень Уральского региона: около 5800 ГСОП.

Краснодарский край – самый развитый по применению солнечных систем в России, где смонтированы и испытываются различные солнечные энергетические комплексы (возглавляет эту работу генеральный директор «Южгеотерм», доктор технических наук Бутузов В. А.). Сравнительная гистограмма дневных сумм солнечной радиации на горизонтальную поверхность по месяцам для Екатеринбурга и Краснодара представлена на рис. 4.10.

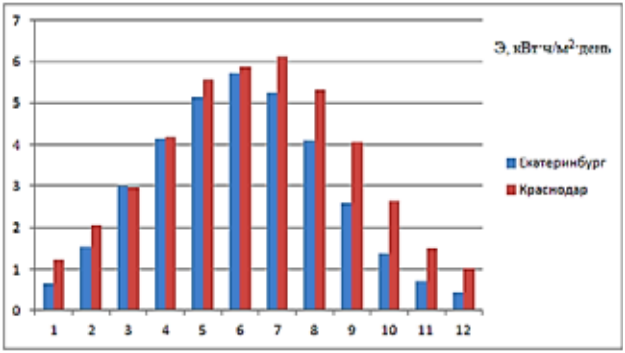


Рис. 4.10. Гистограмма дневных сумм солнечной радиации на горизонтальную поверхность

Сравнительная гистограмма дневных сумм солнечной радиации на горизонтальную поверхность по месяцам для Омска и Краснодара представлена на рис. 4.11.

Данные таблицы и графики иллюстрируют наличие сравнительно больших значений по суммам солнечной радиации для городов, находящихся в условиях низких среднемесячных температур и соответственно высоких значений ГСОП. Среднегодовые значения дневной суммы солнечной радиации для Якутии, Омска и Иркутска (3,1; 3,2; 3,2 кВт·ч/м^2 день соответственно) сопоставимы со значениями для южных регионов, например, Краснодар (3,5 кВт·ч/м^2/день).

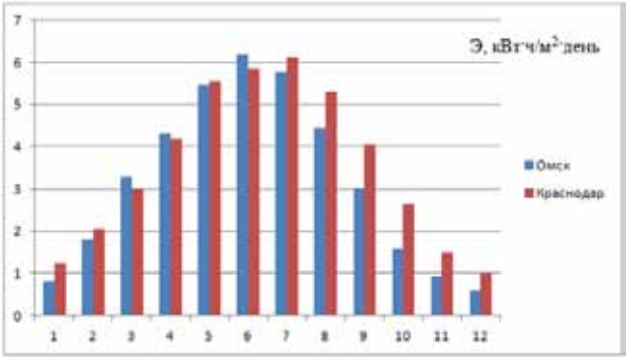


Рис. 4.11. Гистограмма дневных сумм солнечной радиации на горизонтальную поверхность

Таким образом, можно сделать вывод о целесообразности применения солнечной энергии в условиях регионов с высоким значением ГСОП при условии использования современных технологий.

Район расположения объекта «Энергоэффективный дом» характеризуется значением ГСОП 5800 (см. табл. 4.6.). Косвенно это указывает на существенный сезонный перепад и на значительные абсолютные сезонные (зимние и летние) уровни температур. Все расчеты по теплотехническим характеристикам для данного региона ведутся с учетом среднего максимального значения в зимний период, составляющего –37 °С. Однако абсолютные максимумы в некоторые годы могут и неоднократно достигали значений минус 45–51°С в течение 1–2 недель.

4.2.2. Исследование эффективности использования ФЭП на примере объекта «Энергоэффективный дом»

На объекте «Энергоэффективный дом» для выработки электроэнергии использованы фотоэлектрические преобразователи производства Всероссийского института электрификации сельского хозяйства (ВИЭСХ, г. Москва) суммарной пиковой мощностью 2,4 кВт (80 ФЭП). Они были сконфигурированы в несколько групп различной пиковой мощности и имели различную ориентацию на солнце.

Две группы ФЭП пиковой мощностью 150 Вт каждая были смонтированы стационарно с восточной ориентацией (над оконными проемами квартир 1 и 7 объекта «Энергоэффективный дом»), строго вертикально (по углу наклона к горизонту), другие две такие же группы ФЭП – с западной ориентацией (также строго вертикально). Одна станция ФЭП пиковой мощностью 420 Вт была установлена стационарно на крыше дома с углом наклона 15° к горизонту. Остальные панели были сгруппированы от 2 до 6 ед. в станции ФЭП с различными способами ориентации на солнце, описываемыми в данной главе.

4.2.2.1. Разработка механического гелиотропа

Для получения максимальной производительности солнечных фотоэлектрических преобразователей (ФЭП) необходимо осущест-

влять их постоянную ориентацию на солнце. Основная часть ФЭП на объекте, как было показано выше, смонтирована с постоянной ориентацией и выполняла наряду с генерацией и «контрольную функцию» [55].

С целью повышения эффективности использования солнечной энергии была разработана конструкция, обеспечивающая постоянное вращение в горизонтальной плоскости и ориентацию ФЭП на солнце – механический гелиотроп. Он осуществлял непрерывное слежение за солнцем в течение суток [56]. Суммарный угол поворота установки за один час в горизонтальной плоскости равен 15 градусам. Вращение установки осуществляется от механической системы, аналогичной часовому механизму. Система приводится в рабочее состояние посредством ручного завода пружины. Отсюда признак гелиотропа – механический. Периодичность завода механизма – 1 раз в сутки.

Установка на базе механического привода имеет важное преимущество перед аналогичными установками на базе электрического: у нее нет потребления электроэнергии на собственные нужды, что повышает коэффициент полезного действия всей фотоэлектрической системы. Применение механического гелиотропа в составе фотоэлектрической системы позволяет повысить производительность установки на 15–20 процентов по сравнению со стационарной ориентацией ФЭП «на юг». Это, в свою очередь, приводит к снижению удельной стоимости всей фотоэлектрической системы. В сравнении с конструкцией на электрическом приводе выигрыш механического гелиотропа составил 10–12 % за счет отказа от потребления вырабатываемой ФЭП энергии на собственные нужды [57, 58]. Схема установки гелиотропа представлена на рис. 4.12.

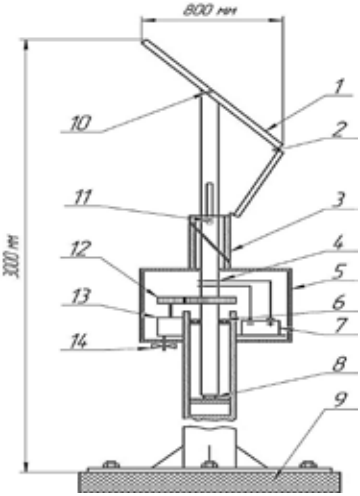


Рис. 4.12. Схема гелиотропа: 1 − фотоэлектрические преобразователи; 2 − шарнир; 3 − осветительный прибор; 4 − токосъемник; 5 − колпак; 6 − защитный кожух; 7 − аккумуляторная батарея; 8 − опорный подшипник; 9 − бетонное основание; 10 – шарнир; 11 − упорный подшипник; 12 − зубчатая цилиндрическая передача; 13 − аналог часового механизма; 14 − механический завод

4.2.2.2. Исследование эффективности ручной азимутальной системы управления ориентацией ФЭП (РАСУОР) на солнце

Для исследований эффективности ФЭП в зависимости от ориентации на солнце на объекте «Энергоэффективный дом» была разработана и применена несущая платформа РАСУОР (ручная азимутальная система управления ориентацией [59].

Солнечная станция с РАСУОР (см. рис. 4.13) смонтирована из пяти ФЭП пиковой мощностью 30 Вт каждая, соединенных между собой в электрическую цепь параллельно, что позволило увеличить ток зарядки АБ до 5–6 А. Азимутальная ориентация ФЭП осуществляется вручную дважды в сутки: в 20 часов – на юго-восток (для готовности станции к рациональному функционированию с момента восхода солнца до обеда) и в 14 часов – на юго-запад (для эффективного восприятия солнечной энергии в течение второй половины дня).

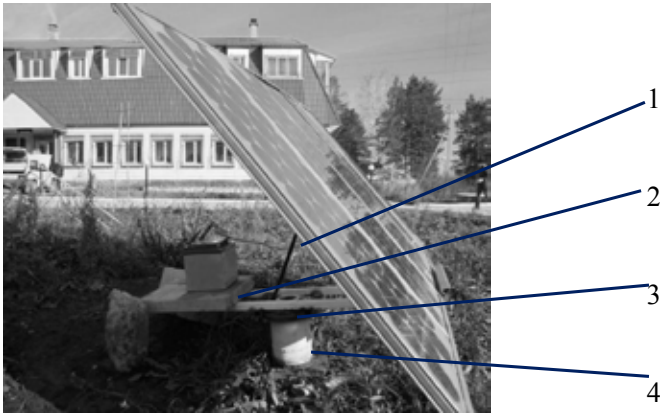


Рис. 4.13. Конструкция для ручной азимутальной и сезонной угловой ориентации ФЭП:
1 – регулятор наклона ФЭП; 2 – седло для размещения АБ; 3 – вращающаяся платформа; 4 – ось на подшипниковой опоре

Угол наклона станции для ориентации по углу к горизонту устанавливается 1 раз в 3 месяца (4 раза в год) в соответствии с широтой местности, сезоном и фиксируется регулирующим винтом. Использование РАСУОР позволило запасать за сутки на 15–20 % энергии больше (в А·ч), чем на неориентированных комплексах ФЭП такой же мощности.

4.2.2.3. Исследование влияния снежного покрова на эффективность ФЭП

На объекте «Энергоэффективный дом» была проведена серия исследований по влиянию снежного покрова на эффективность ФЭП [60]. Исследования проводились по двум методикам.

Первая заключалась в последовательном «освобождении» от снега одной за другой солнечных ФЭП и определении напряжения холостого хода, рабочего тока и эффективной мощности солнечной станции (в сравнении с пиковой) (см. рис. 4.14, фото 1, 2, 3).

Вторая – нанесением последовательных слоев снега от 0,5 мм до 2 см.

Рис. 4.14. Фото 1, 2, 3 – снежный покров,
соответственно 80 %, 60 % и 20 % поверхности ФЭП

В первом случае происходило шунтирование заснеженными панелями всей станции со значительным снижением силы тока и КПД.

Во втором – зафиксировано резкое снижение силы тока и КПД ФЭП даже при минимальных уровнях снежного покрова. Исследования показали, что использование вертикальной (рис. 4.15) ориентации солнечных ФЭП для районов со снежными осадками в период вероятного выпадения снега существенно эффективнее заснеженных ФЭП, отслеживающих солнце, и тем более, чем классическая строгая ориентация, учитывающая широту местности.

Рис. 4.15. Монтаж ФЭП на объекте «Энергоэффективный дом»
(ведет заведующий кафедрой АС и ВИЭ доктор технических наук, профессор Щеклеин С. Е.)

Результаты измерений (U_{xx}, $I_{к.з}$ и W) в зависимости от площади «шунтирования» снежным покровом панелей ФЭП представлены на графиках (см. рис. 4.16).

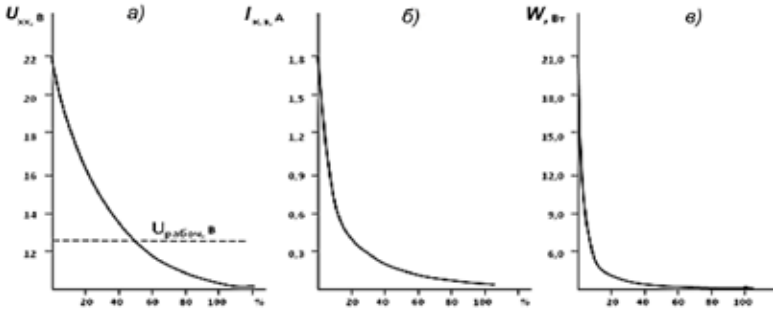


Рис. 4.16. Влияние площади заснеженной поверхности на эффективность ФЭП:

а – зависимость напряжения х.х. от площади заснеженной поверхности ФЭП; б – зависимость тока к.з. от площади заснеженной поверхности ФЭП (при $W_{пик}$=150 Вт); в – зависимость мощности от площади снежного покрова ФЭП (при $W_{пик}$= 150 Вт))

Для нужд отопления объекта «Энергоэффективный дом» используется газовый котел, который не может функционировать при обесточивании, так как в случае аварийной ситуации (порыв сети или КЗ) автоматика отключает циркуляционный насос с одновременной блокировкой подачи газа.

С целью гарантированного поддержания функционирования газового котла была выполнена схема резервного энергообеспечения автоматики от солнечных ФЭП (фотоэлектрическая станция ФЭС $N_{пик}$=150 Вт) в комплекте с АБ емкостью 45 А·ч.

На основе эксперимента показано, что в случае использования ФЭС $N_{пик}$=150 Вт в зимнее время автоматика газового котла на второй день автономной работы КС «ФЭП+АКБ» будет «испытывать проблемы» из-за недостаточного напряжения АБ (инвертор не сможет поддерживать стандартное напряжение (220 В, 50 Гц) при напряжении на аккумуляторе менее 24 В).

На рис. 4.17 представлен график подзарядки АКБ в летний и зимний периоды.

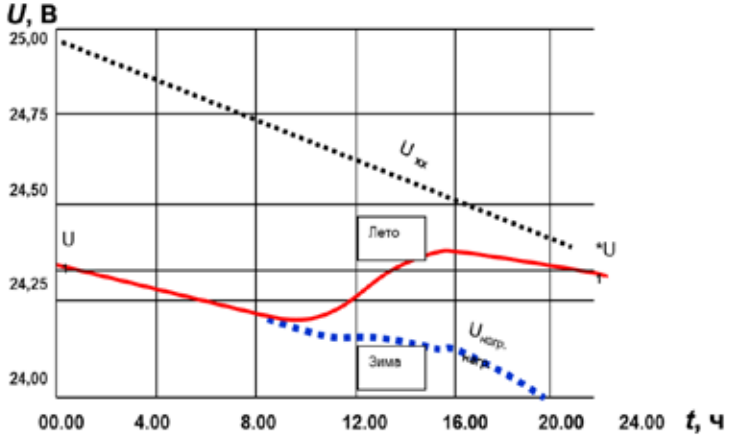


Рис. 4.17. Влияние времени года на эффективность зарядки АБ емкостью 45 А·ч от станции ФЭП $N_{(пик)}$ 150 Вт

Из графика видно: в летнее время при функционировании автоматики газового котла от системы «ФЭП-инвертор» аккумуляторная батарея в течение дневного времени успевает с уровня 65–70 % полностью подзарядиться.

В зимний период из-за сокращения светового дня АБ емкостью 45 А·ч «не успевает» полностью зарядиться от станции ФЭП пиковой мощностью 150 Вт [61].

Выводы и рекомендации по использованию ФЭП

1. Природно-климатический потенциал Средне-Уральского региона позволяет надежно осуществлять производство электрической энергии на ФЭП для минимальных бытовых нужд в течение года.

2. ФЭП в составе любой КС ВИЭ в летний период обеспечивают минимальные потребности в быту при наличии 300–500 Вт мощности на 1 квартиру (энергосберегающее освещение, микротелевизор, автоматика газового котла и мини-холодильник) и соответствующего аккумуляторного хозяйства.

3. В зимний период ФЭП в составе КС ВИЭ целесообразно применять только в аварийных ситуациях (при эл. емкости АКБ не менее 300–400 А·ч на 1 дом обеспечивается резерв питания автоматики газового котла до 1 суток).

4. Для пользователей стационарных станций рекомендовано расположение панелей ФЭП в зимний период во всех районах с резко континентальным климатом России – строго вертикальное.

5. Поставляемое откуда бы ни было оборудование ВИЭ необходимо оптимизировать для конкретного региона по составу и установленной мощности с целью повышения эффективности и снижения капитальных затрат.

4.2.3. Исследования эффективности использования солнечных коллекторов в районах с высоким значением ГСОП

Резко континентальный климат почти на 70 % территории России обуславливает значительные сезонные перепады температур. В связи с этим зимние условия не позволяют применять плоские солнечные коллекторы для нагрева воды с использованием одноконтурных схем [62]. Двухконтурные схемы, естественно, приводят к удорожанию выработки тепловой энергии. Однако, отсутствие транспортной и топливной составляющих все же создают благоприятный вектор для внедрения солнечных систем ГВС и отопления при условии применения современных технологий тепловой защиты, двухконтурных систем и вакуумных солнечных коллекторов.

4.2.3.1. Опыт использования и экспериментальные исследования солнечных коллекторов на объекте "Энергоэффективный дом"

Солнечная энергия (помимо прямого преобразования на ФЭП) использовалась на объекте посредством применения солнечных коллекторов Каменск-Уральского металлургического завода (Свердловская обл.) для выработки тепловой энергии (рис. 4.18).

Рис. 4.18. Солнечные коллекторы на объекте «Энергоэффективный дом»

В течение эксплуатации объекта на нем были проведены измерения тепловой нагрузки, потребляемой в течение года. Суммарная тепловая нагрузка, используемая в течение года на объекте для отопления и горячего водоснабжения, показана на диаграмме (рис. 4.19). А тепловая энергия, отпущенная солнечными коллекторами и необходимая для покрытия нагрузки ГВС, представлена на диаграмме (рис. 4.20).

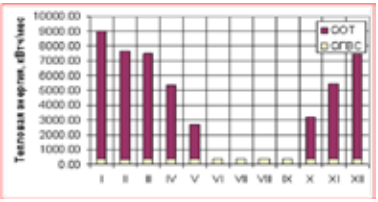


Рис. 4.19. Суммарная тепловая нагрузка системы

Рис. 4.20. Тепловая энергия, отпущенная СК

4.2.3.2. Сравнительный анализ характеристик плоских и вакуумных коллекторов

Научные исследования по сравнительному анализу плоских и вакуумных коллекторов комплексно выполнены Амерхановым Р. А. [62], Бутузовым В. А. [63,64]. Интегрированно преимущества и недостатки плоских и вакуумных коллекторов представлены в табл. 4.7.

Таблица 4.7

Характеристики плоских и вакуумных солнечных коллекторов

Вакуумные трубчатые	Плосокоселективные
«плюсы»	
Низкие теплопотери	Высокая производительность летом
Работоспособность в холодное время года до –30 ºС	Соотношение цена/производительность для южных широт и теплого климата
Способность генерировать высокие температуры	Возможность установки под любым углом
Длительный период работы в течение суток	Меньшая начальная стоимость
Удобство монтажа	
Соотношение цена/производительность для умеренных широт и холодного климата	

Окончание табл. 4.7

Вакуумные трубчатые	Плосокоселективные
«минусы»	
Неспособность к самоочистке от снега	Высокие теплопотери
Относительно высокая начальная стоимость проекта	Низкая работоспособность в холодное время года
Рабочий угол наклона не менее 20°	Сложность монтажа, связанная с необходимостью доставки на крышу собранного коллектора

Плоские СК теряют больше тепла в окружающую среду по сравнению с вакуумными, и эти потери возрастают с ростом разницы температур. Вакуумные коллекторы имеют меньшую долю площади поглощения к общей (60–80 %) в сравнении с плоскими. Исходя из значений эффективной площади на квадратный метр, вакуумные коллекторы являются более эффективными. Это позволяет использовать их в условиях ограниченного пространства на крыше. Однако, сравнение цен того и другого типов СК всегда в пользу плоских коллекторов, что зачастую является определяющим фактором, особенно в теплых регионах.

4.2.3.3. Исследования эффективности солнечных коллекторов с вакуумными трубками в условиях Уральского региона

Для исследования эффективности использования солнечной энергии в Уральском регионе в УрФУ была смонтирована экспериментальная установка с вакуумными трубками [65].

Получены экспериментальные данные эффективности системы производства тепловой энергии для условий резко континентального климата, характерного для Урало-Сибирской климатической зоны. В ходе исследований определялись приходы солнечной радиации, изменение тепловых характеристик элементов установки; определялась энергетическая производительность и эффективность установки, общая схема которой и внешний вид представлены на рис. 4.21, 4.22.

Для исследования радиационных характеристик применялись два независимых автоматических метеорологических комплекса (производства США), регистрирующих прямую и рассеянную радиацию, температуру и влажность окружающей среды, силу и направление ветра в автоматическом режиме с сохранением данных

в памяти компьютера. Солнечные коллекторы имели южную ориентацию и стационарный угол наклона к горизонту 45^0

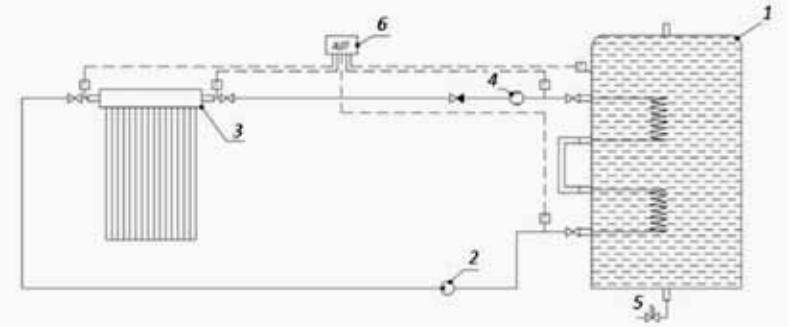


Рис. 4.21. Принципиальная схема установки
для исследования эффективности вакуумного солнечного коллектора
в натурных условиях Уральского региона:
1 – двухконтурный бак-аккумулятор объемом 250 л;
2 – циркуляционный насос Wilo 48 Вт с тремя регулировками мощности;
3 – вакуумный солнечный коллектор Ariston Kairos VT-15;
4 – расходомер; 5 – арматура; 6 – аналого-цифровой преобразователь

Исследования энергетических характеристик установки имели длительный (многомесячный) характер; сбор и накопление информации, как по приходу солнечной радиации, так и по температурным характеристикам, были максимально автоматизированы.

Рис. 4.22. Монтаж системы солнечных коллекторов
на полигоне ВИЭ в УрФУ

Характерные данные по измерению приходов солнечной радиации приведены на рис. 4.23.

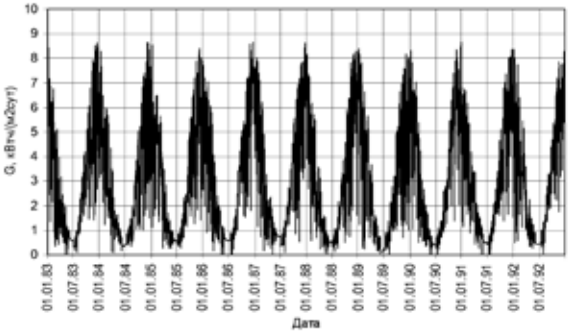


Рис. 4.23. Данные по приходу солнечной радиации в многодневном цикле

Внешний вид графика, представленного на рис. 4.23, показывает наличие циклической (суточной) составляющей прихода энергии солнца, однако маскирует стохастический характер, связанный с облачностью, прозрачностью атмосферы и прочими факторами.

На рис. 4.24 приведен детальный суточный график прихода солнечной радиации, учитывающий упомянутые выше явления.

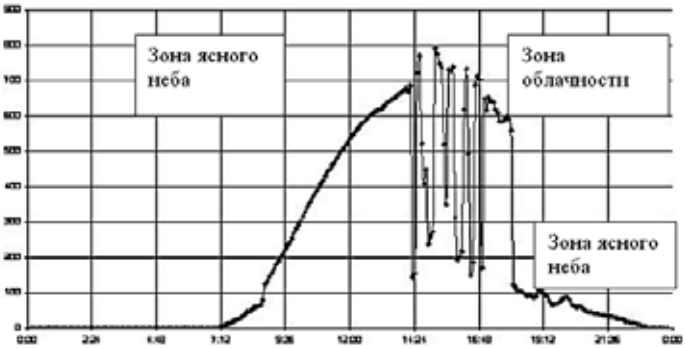


Рис. 4.24. Характерный суточный график прихода солнечной радиации

На рис. 4.25 представлены данные по инсоляции для района объекта «Энергоэффективный дом», по данным NASA и метеостанции в пос. В. Дуброво (3 км до объекта).

Рис. 4.25. Сравнительные показатели инсоляции для района расположения объекта «Энергоэффективный дом», по данным NASA и метеостанции в пос. В. Дуброво (близ п. Растущий)

Уравнение, которое применимо для расчета почти всех существующих конструкций плоских коллекторов, имеет вид:

$$q = F_R A\,[I\,(\tau\alpha) - U_L(T_i - T_o)], \qquad (4.3)$$

где q – полезная энергия, отводимая из коллектора, в единицу времени, Вт;

A – площадь коллектора, м^2;

F_R – коэффициент отвода тепла из коллектора;

I – плотность потока суммарной солнечной радиации в плоскости коллектора, Вт/м^2;

τ – пропускательная способность прозрачных покрытии по отношению к солнечному излучению; α – поглотительная способность пластины коллектора по отношению к солнечному излучению;

U_L – полный коэффициент тепловых потерь коллектора, Вт/(м^2 °С);

T_i – температура жидкости на входе в коллектор, °С;

T_o – температура окружающей среды, °С.

В результате исследований и экспериментов было подтверждено, что применение плоских солнечных коллекторов в условиях Уральского региона имеет ограничительный характер, обусловленный низкой температурой и необходимостью либо отключать системы на отопительный период, либо применять двухконтурную схему. Именно поэтому возник вопрос о потенциальной возможности

использования вакуумных солнечных коллекторов и необходимости его экспериментальной апробации в условиях высоких значений ГСОП.

4.2.3.4. Экспериментальные исследования на вакуумном СК

Схема и технические характеристики экспериментальной установки с вакуумным СК (для исследований зимнего режима работы) представлены на рис. 4.21. Экспериментальная установка была смонтирована на полигоне ВИЭ УрФУ (кафедра атомных станций и возобновляемых источников энергии).

При использовании данного бака было принято решение о последовательном соединении контуров с целью увеличения поверхности теплообмена и, как следствие, интенсификации теплопередачи. Поскольку система работала в условиях отрицательных температур, в качестве рабочего тела использовалась смесь воды с этиленгликолью. Данная система работает с вакуумным коллектором Ariston Kairos VT-15, имеющим следующие характеристики (табл. 4.8).

Таблица 4.8

Технические характеристики СК «Ariston Kairos VT-15»

Масса без теплоносителя, кг	6
Объем рабочей жидкости в коллекторе, л	4,3
Площадь апертуры, м^2	1,58
Площадь поглощения, м^2	1,51
КПД	0,816
k_1, Вт/(м^{2}К)	2,737
k_2, Вт/(м^{2}К)	0,0074
Температура стагнации, ^{o}С	206

Принцип действия данной установки состоит в постоянном нагреве теплоносителя (здесь смесь воды с этиленгликолью), циркулирующего внутри трубок коллектора. Внутри каждой трубки располагается поглотитель с селективным покрытием, на котором солнечное излучение преобразуется в тепловую энергию. Поглотитель конструктивно соединен с каналами для прохождения теплоносителя. Таким образом, рабочее тело воспринимает тепло от по-

глотителя и поднимается вверх, где циркулирует дальше по контуру, отдавая свое тепло в баке-аккумуляторе.

В необходимых точках смонтированной схемы расположены датчики температуры (2 на коллекторе, 2 на прямой и обратной трубах возле бака и один внутри бака), представляющие собой термометры сопротивления (AD22100STZ), которые подключаются к аналого-цифровому преобразователю. В данном случае в качестве АЦП была использована плата Arduino Uno, имеющая 10-битный преобразователь и возможность подключения до 6 каналов.

Опыты проводились в течение недели в середине марта 2012 г. как в солнечную погоду, так и в облачную, и пасмурную. Основным режимом был нагрев воды в баке-аккумуляторе. Исследования проводились по дням и показаны на рис. 4.26.

На рис. 4.26 представлена характерная зависимость прихода солнечной радиации от времени суток. Данные получены с метеостанции, расположенной в Екатеринбурге; измерения производились в солнечный день. Представленная зависимость является типичной для исследуемого периода времени. Максимальные значения лежат в пределах 600 Вт/м^2 и приходятся на солнечный полдень. С помощью подобных данных возможно определить количество солнечной энергии, приходящей на горизонтальную поверхность за день.

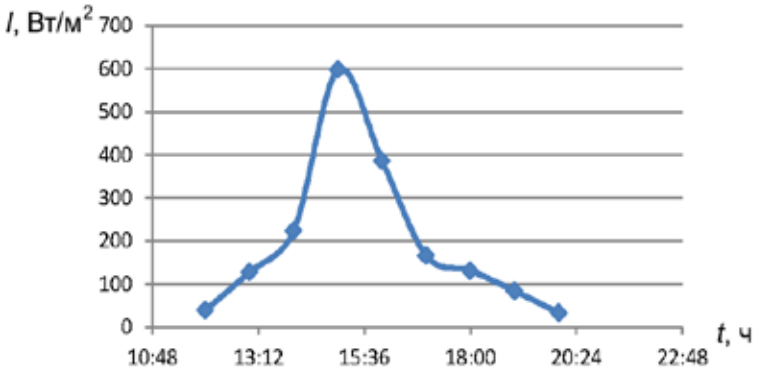


Рис. 4.26. Зависимость прихода солнечной радиации (для февраля – марта)

Графики на рис. 4.27 иллюстрируют поведение системы при запуске из холодного состояния и позволяют оценить время переходного процесса до выхода на режим (порядка 10 мин).

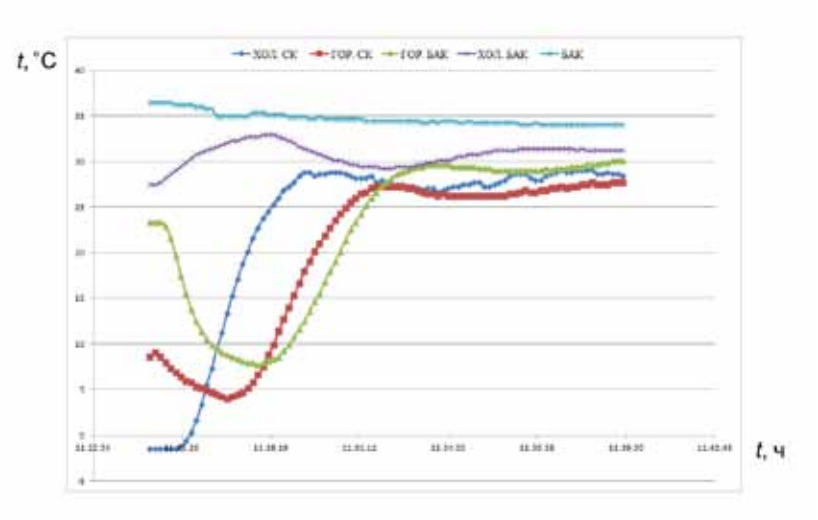


Рис. 4.27. Температурные характеристики системы при пуске: начальная температура бака 36 °С, расход – 3 л/мин: *(ХОЛ. СК – температура на входе в СК; ГОР. СК – температура на выходе из СК; ГОР. БАК – температура горячей воды на входе в бак; ХОЛ. БАК – температура воды на выходе из бака перед насосом; БАК – температура в верхней точке бака*

Зависимость является типовой для запуска в период отрицательных температур и позволяет оценить, какое количество тепловой энергии из аккумулированной баком теряется при запуске (здесь бак остыл на 3 градуса).

Последующие зависимости (см. рис. 4.28) иллюстрируют работу системы в режиме нагрева бака-аккумулятора, позволяющего накапливать тепловую энергию в солнечные периоды и поддерживать температуру в пасмурные.

Кривая «БАК» на представленном рисунке постепенно возрастает и достаточно инертно реагирует на колебания температур на выходе коллектора (обусловленное разным уровнем мощности потока солнечной радиации).

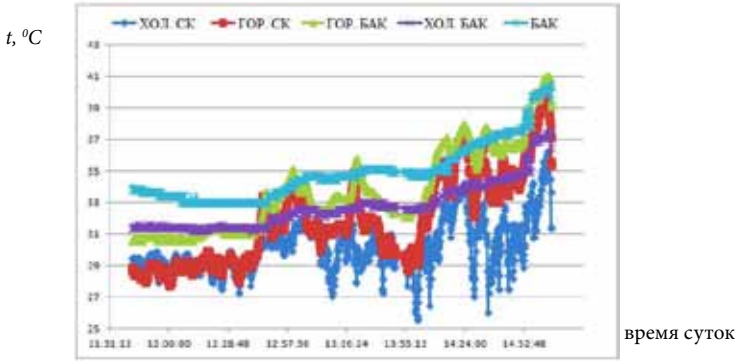


Рис. 4.28. Температурные зависимости в облачную погоду с пояснениями при относительно большом расходе в 3 л/мин

Для пасмурной погоды, когда солнечный коллектор не в состоянии обеспечить требуемую температуру (рис. 4.29), целесообразно «отключать» контур солнечного коллектора и пускать по нему рециркуляцию с целью увеличения температуры до необходимой. Такой режим позволяет, с одной стороны, сохранить тепло бака, с другой, даже при наличии малой освещенности, получать тепловую энергию необходимой температуры.

Важной мерой поддержания заданной температуры является регулирование расхода. Уменьшение расхода с 3 л/мин до 1 л/мин позволило достичь более высоких значений разностей температур на коллекторе.

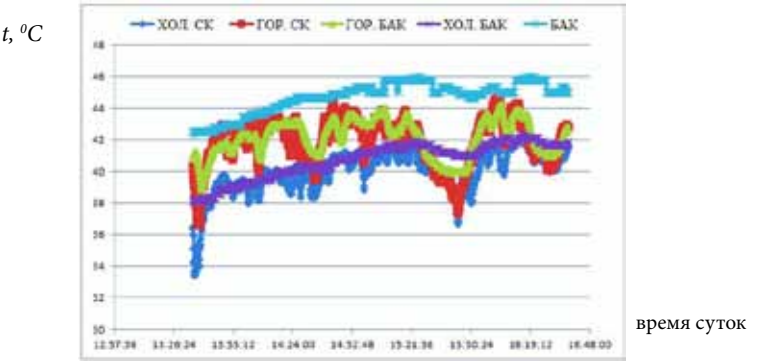


Рис. 4.29. Температурные характеристики системы в пасмурную погоду при расходе в 3 л/мин

Данная задача может быть решена с помощью автоматики. Контроллер, имеющий уставку по температуре, регистрирует разность показателей температурных датчиков на выходе из коллектора и в баке и подает сигнал на изменение мощности циркуляционного насоса.

При наличии подобной системы автоматики (и наличии бесперебойного источника питания) исключается ситуация перегрева системы вследствие температурной стагнации.

На рис. 4.30 начальный участок графика характеризует запуск системы: учет этой части работы коллектора имеет смысл с точки зрения оценки эффективности функционирования системы в течение дня.

В период с 13 до 14:30 имеет место увеличение мощности солнечной радиации, что отражено ростом температур на выходе коллектора (ГОР. СК) и входе горячей трубы в бак (ГОР. БАК).

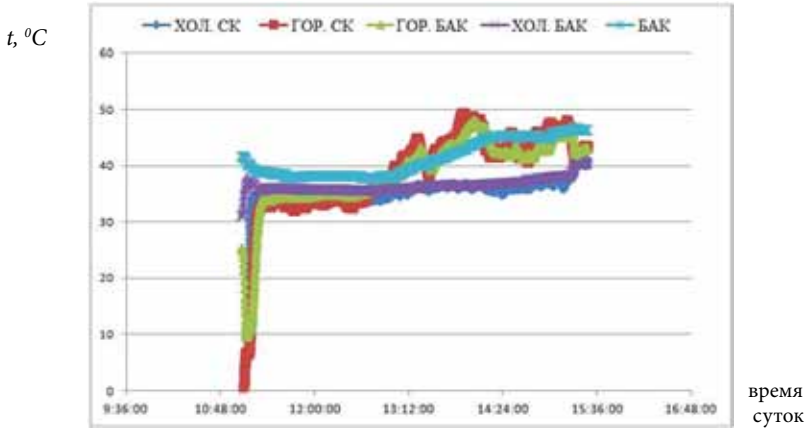


Рис. 4.30. Температурные зависимости в точках экспериментальной установки в ясную погоду при малом расходе (1 л/мин)

Режим работы установки (см. рис. 4.31) иллюстрирует естественные условия работы системы в солнечный день и подтверждает эффективность ее использования: как видно из графика, в течение дня происходит нагрев бака до 50 градусов. Достижение подобных относительно высоких температур обусловлено снижением расхода теплоносителя до 0,6 л/мин.

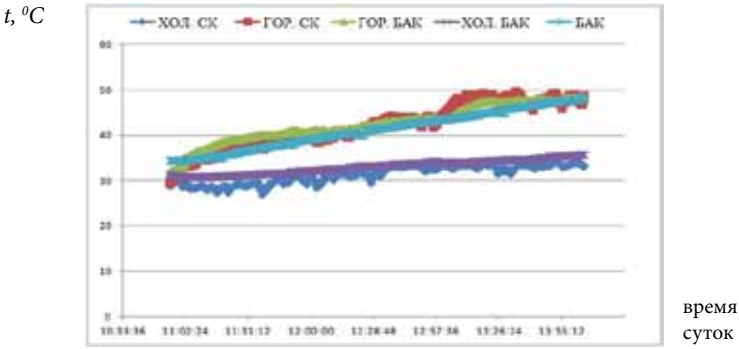


Рис. 4.31. График температур в режиме нагрева бака в ясную погоду и при температуре окружающего воздуха в пределах (–5...–2 °С), расход – 0,6 л/мин

Дальнейший анализ этого режима работы: оцениваются мощность и КПД установки (см. рис. 4.32 и 4.33) [66].

$$Q = G \cdot C_р \cdot (T_г - T_х), \tag{4.4}$$

где Q – мощность, кВт;

G – расход теплоносителя, м^3/с;

$C_р$ – теплоемкость воды, 4200 кДж/(кг · град)

$T_г$ – температура прямой воды на выходе из коллектора;

$T_х$ – температура обратной воды на входе в коллектор.

$$\eta = \frac{Q}{I \cdot S}, \tag{4.5}$$

где – КПД установки, о.е.;

I – величина прихода солнечной радиации на горизонтальную поверхность, Вт/м^2;

S – эффективная площадь солнечных коллекторов, м^2.

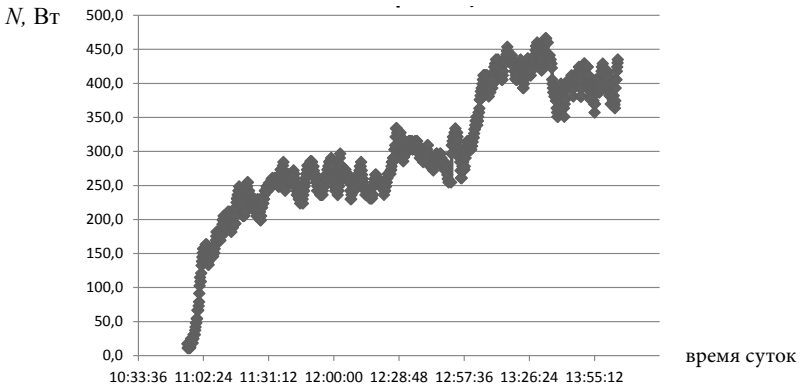


Рис. 4.32. График изменения мощности в течение дня в режиме нагрева бака в ясную погоду и при температуре окружающего воздуха в пределах (–5...–2 °С), расход – 0,6 л/мин

Рост мощности обусловлен увеличением мощности солнечной радиации и прогревом системы. Потери в системе определялись, в основном, разностью температур между окружающей средой и выходом из коллектора.

КПД системы (см. рис. 4.33) также возрастает по мере увеличения мощности солнечной радиации к полудню, что обусловлено конструктивными особенностями вакуумной трубки данного коллектора: лучи перпендикулярны поверхности абсорбера в полдень, таким образом, достигается наибольшая эффективность.

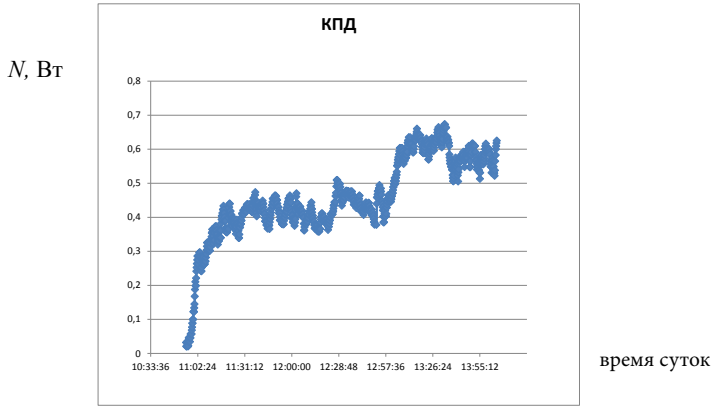


Рис. 4.33. График изменения КПД в течение дня в режиме нагрева бака в ясную погоду и при температуре окружающего воздуха в пределах (–5...–2 °С), расход – 0,6 л/мин

Таким образом, в данных условиях осуществлен нагрев бака-аккумулятора с 35 до 50 °С в течение солнечного дня, что составило 15 МДж тепловой энергии. Потери в трубопроводах составляли около 1 °С. КПД системы достигал значений в 67 %. В ходе исследований определялись приходы солнечной радиации, изменение тепловых характеристик элементов установки; определялась энергетическая производительность и эффективность установки.

Подобные системы могут быть использованы в регионах с высокими значениями ГСОП, так как конструкция коллектора с вакуумными трубками препятствует потерям тепла вследствие конвекции. Таким образом, используя коллектор подобного типа и при наличии качественной теплоизоляции, возможно эффективное преобразование солнечной энергии.

4.2.3.5. Проект использования солнечной энергии для ГВС и отопления многоквартирного дома на вакуумных коллекторах в условиях Уральского региона

В апреле 2012 г. на основе расчетов и экспериментальных данных исследований функционирования вакуумных коллекторов была разработана схема и начался монтаж вакуумных СК на 10-этажном многоквартирном доме в Екатеринбурге [67].

Схема системы вакуумных СК для многоэтажного дома представлена на рис. 4.34, а схема их монтажа на объекте на рис. 4.35 и 4.36.

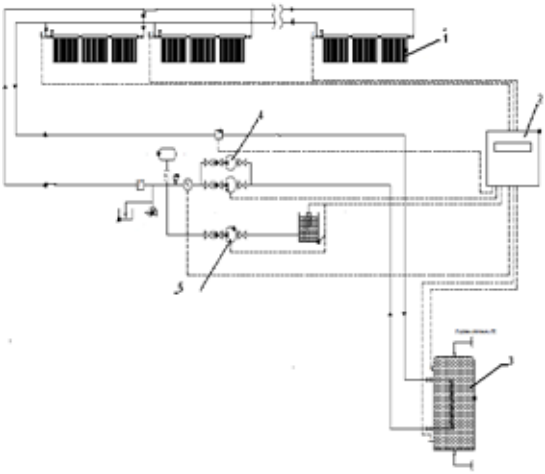


Рис. 4.34. Схема системы солнечного теплоснабжения многоквартирного жилого дома в мегаполисе (Екатеринбург, Родонитовая, 8): *1 – солнечные коллекторы (910 ед.); 2 – система автоматического контроля на базе м/п платы «Ардуано»; 3 – бак-теплообменник (2 · 500 л);*

4 – насос циркуляционный ;5 – насос питательный

Рис. 4.35. Фото монтажа каркаса для солнечных вакуумных коллекторов на многоквартирном доме в Екатеринбурге (март, 2012 г.)

Рис. 4.36. Монтаж вакуумных солнечных коллекторов на многоквартирном 10-этажном доме в Екатеринбурге (июнь 2012 г., студенты кафедры АС и ВИЭ УрФУ на практическом занятии по монтажу. Руководитель – доцент *В. И. Велькин*)

Зависимость полученной за день тепловой энергии (Э) от разности температур между теплоносителем в коллекторе и температурой окружающей среды (Tm-Ta) при различных значениях приходов солнечной энергии за день (данные “SRCC”) представлена на рис. 4.37.

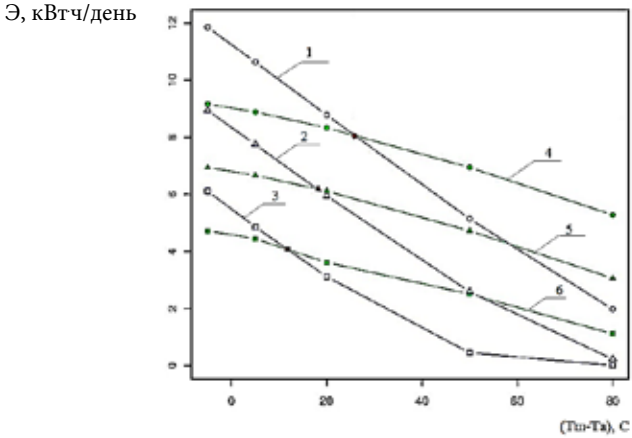


Рис. 4.37. Зависимость полученной за день тепловой энергии (Э) от разности температур между теплоносителем в коллекторе и температурой окружающей среды: *1 – плоский СК, солнечно,* $Э_{солн}$ *= 6,4 кВт·ч/(м²·день); 2 – плоский СК, переменная облачность,* $Э_{солн}$ *= 4,7 кВт·ч/(м²·день); 3 – плоский СК, облачно,* $Э_{солн}$ *= 3 кВт·ч/(м²·день); 4 – вакуумный СК, солнечно,* $Э_{солн}$ *= 6,4 кВт·ч/(м²·день); 5 – вакуумный СК, переменная облачность,* $Э_{солн}$ *= 4,7 кВт·ч/(м²·день); 6 – вакуумный СК, облачно,* $Э_{солн}$ *= 3 кВт·ч/(м²·день)*

Представленная зависимость иллюстрирует основные различия двух типов систем. Так, у плоских коллекторов (кривые 1, 2, 3) большая энерговыработка при малой разности температур, однако по мере увеличения температуры в коллекторе тепловые потери растут и, следовательно, снижается полезная отдача мощности. С другой стороны, кривые вакуумных коллекторов (4, 5, 6) имеют более пологий вид, что позволяет судить о меньших теплопотерях при увеличении температуры.

Таким образом, с учетом достоинств и недостатков обоих систем для данного проекта в качестве основных элементов гелиосистемы были выбраны вакуумные солнечные коллекторы с тепловыми трубками.

4.2.3.6. Рекомендации для разработки систем СК для больших объектов, функционирующих в условиях высоких значений ГСОП

Для использования солнечной энергии в целях круглогодичного обеспечения потребителя ГВС и отоплением в условиях высоких значений ГСОП следует руководствоваться следующим:

1. Использовать вакуумные СК.

2. Обеспечить регулирование расхода и давления в системе посредством автоматики, а также в ручном режиме.

3. Использовать теплоизоляцию, выдерживающую высокие температуры: вспененный полиэтилен для магистральных трубопроводов, где температура не превышает 70 ºС и вспененный каучук для присоединений (наиболее высокая температура, особенно в случае стагнации теплоносителя).

4. Обеспечить эффективный отвод воздуха из системы в наиболее высоких ее точках.

5. Реализовать системы рециркуляции по контурам коллекторов и тепловоспринимающих систем (здесь баков) с целью «отключения» СК, когда они не могут обеспечить необходимую температуру.

6. Использовать стационарно «зимний» угол наклона установок к горизонтальной поверхности с целью «максимизации» полученной энергии в зимние месяцы, а также для уменьшения количества избыточной тепловой энергии в летние. Подобный наклон позволит избежать скоплений снега на трубках коллектора.

7. Трубопроводы целесообразнее выполнять из металлических материалов, поскольку они могут выдерживать значительные тем-

пературы, тогда как материалы на основе пластиков в случае стагнации системы могут быть подвергнуты разрушению.

На рис. 4.38 представлена теоретическая зависимость мощности солнечной радиации, не учитывающая облачность и являющаяся идеальной для данного месяца.

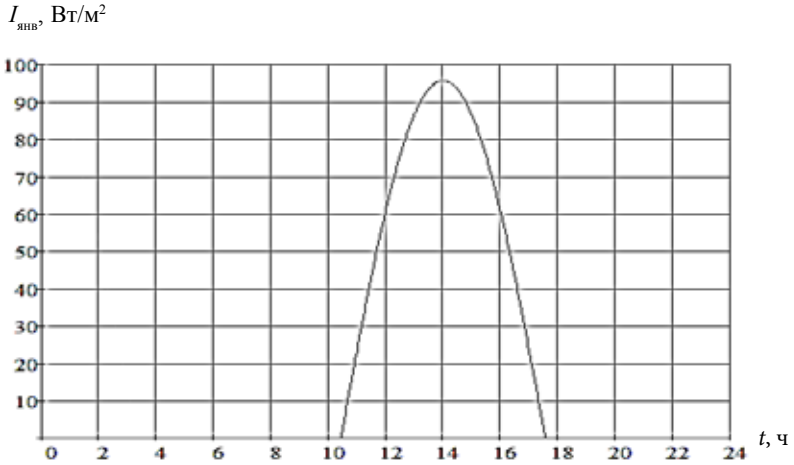


Рис. 4.38. Расчетная зависимость мощности потока солнечной радиации на горизонтальную поверхность от времени суток (для января месяца)

Кривые на рис. 4.39 отражают сравнительные характеристики приходов солнечной радиации для 4 времен года (для января, апреля, июля и октября соответственно). Кроме этого, на рис. 4.39 отчетливо наблюдаются различия в продолжительности солнечного дня за сутки.

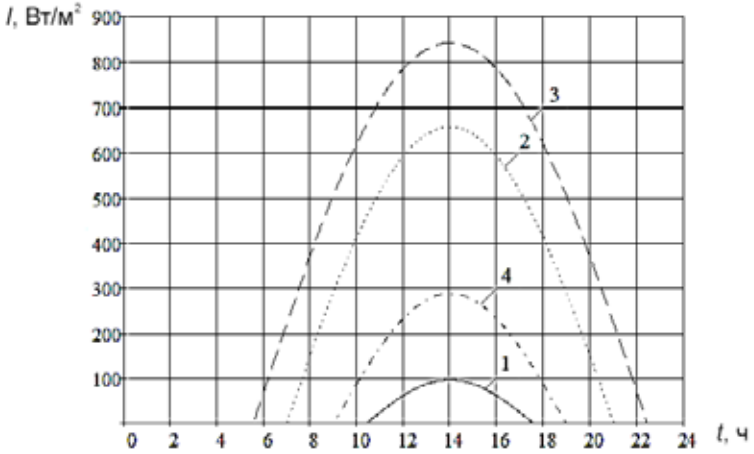


Рис. 4.39. Расчетная зависимость мощности потока солнечной радиации от времени суток (на горизонтальную поверхность)
(1 – январь, 2 – апрель, 3 – июль, 4 – октябрь)

4.2.3.7. Выбор оптимального угла наклона солнечных коллекторов для круглогодичного функционирования

Дальнейший расчет ведется с целью выявления наиболее оптимального угла наклона солнечных коллекторов к горизонтальной поверхности. Выбор осуществляется их ряда углов: $\beta_1 = 10^o$, $\beta_2 = 30^o$, $\beta_3 = 45^o$, $\beta_4 = 65^o$, $\beta_5 = 90^o$.

На графиках (см. рис. 4.40) представлено сравнение мощности потока солнечной радиации для 4 значений углов. Наибольшее количество энергии в летний период наблюдается для углов меньше широты местности (здесь 56°), тогда как для зимнего периода – для больших.

Для гелиосистем, основной задачей которых служит отопление, наиболее целесообразным являются «зимние» углы (от 60 до 70). Например, для угла 65° для января наблюдается мощность порядка 400 Вт/м^2, тогда как в аналогичное время для угла в 10 градусов $I_Н$ = 180 Вт/м^2. Дальнейшее увеличение угла нецелесообразно, так как при угле в 90° $I_Н$ = 415 Вт/м^2 для января, но в летний период существует значительный недобор энергии, поскольку солнечное излучение попадает на вертикальную поверхность лишь частично.

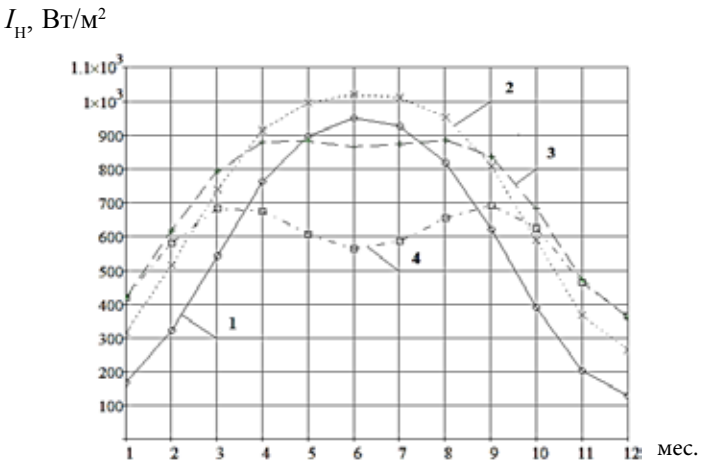


Рис. 4.40. Расчетная зависимость мощности потока солнечной радиации от месяца для углов наклона СК: 1 – 10°; 2 – 45°; 3 – 65°; 4 – 90°

Таким образом, для системы солнечных коллекторов, использующихся для нужд отопления и ГВС многоквартирного жилого дома в условиях Уральского федерального округа, принимается угол, равный 65° .

Мощность потока солнечной радиации в зависимости от времени на наклонную поверхность (для 65 градусов) (см. рис. 4.41).

$$I\,(t)_{накл} = I_{Н—4} \cdot \sin\left(180 \cdot \frac{t - t_д}{T_c}\right), \qquad (4.6)$$

$$I(t)_{накл} = 417{,}705 \cdot \sin\left(180 \cdot \frac{t - 10.437}{7{,}126}\right). \qquad (4.7)$$

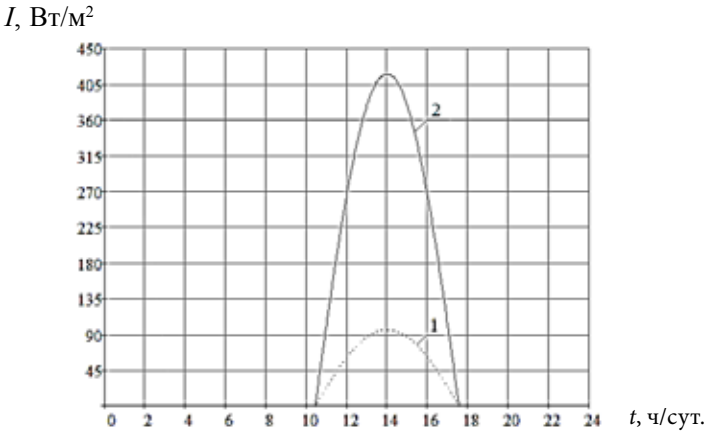


Рис. 4.41. Расчетная зависимость мощности потока солнечной радиации от времени суток (для января месяца): *1 – на горизонтальную поверхность; 2 – на наклонную поверхность*

На представленном рисунке можно оценить прирост количества энергии, которую можно получить, если разместить установку под углом в 65 градусов по отношению к горизонтальной поверхности для января месяца.

Для апреля и октября данные графики повторяют друг друга, а для летних месяцев данный наклон снижает мощность потока солнечной радиации (табл. 4.9).

Таблица 4.9

Сравнительное количество солнечной энергии для горизонтальной и наклонной поверхностей

Месяц	Дневная сумма солнечной радиации для солн. дней, кВт·ч/м²·день (на горизонтальную поверхность)	Дневная сумма солнечной радиации для солн. дней, кВт·ч/м²·день (на наклонную поверхность)
1	0,64	1,895
2	1,52	3,605
3	3,00	5,806
4	4,15	7,844

Окончание табл. 4.9

Месяц	Дневная сумма солнечной радиации для солн. дней, кВт·ч/м²·день (на горизонтальную поверхность)	Дневная сумма солнечной радиации для солн. дней, кВт·ч/м²·день (на наклонную поверхность)
5	5,16	9,094
6	5,72	9,635
7	5,27	9,383
8	4,11	8,368
9	2,57	6,569
10	1,38	4,31
11	0,71	2,29
12	0,44	1,474

Графики на рис. 4.42 иллюстрируют сравнительное количество солнечной энергии, воспринимаемое поверхностью, расположенной под углом в 65°. На графике можно наблюдать примерно одинаковые синусоиды для августа и апреля.

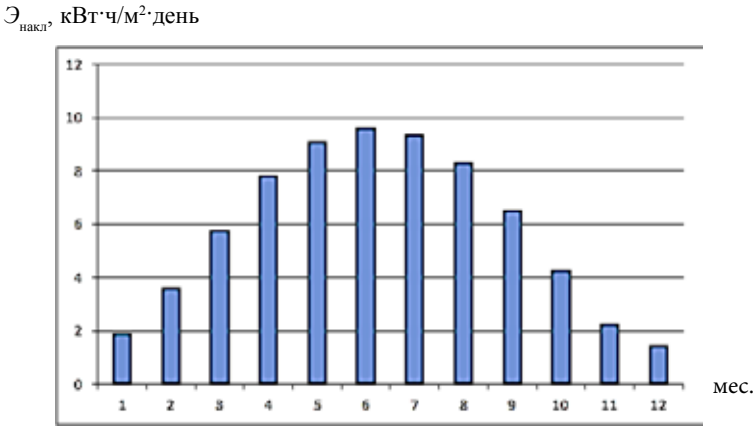


Рис. 4.42. Дневная сумма солнечной радиации для солнечных дней (на наклонную поверхность – 65°) по месяцам года

Диаграмма распределения дневных сумм солнечной радиации по месяцам остается близкой к синусоидальной, несмотря на изменение угла наклона. В этом случае снижается амплитуда синусоиды, т. е. количество энергии для июня-июля месяцев.

Сравнивая с аналогичным графиком для горизонтальной поверхности (см. рис. 4.39), можно отметить большие мощности потока для января и октября (рис. 4.43).

Наклон установки под углом в 65° обеспечивает преобразование большего количества энергии в зимнее полугодие за счет снижения пиковой части в летнее. Это позволяет гелиосистеме участвовать не только в горячем водоснабжении дома, но и в системе отопления.

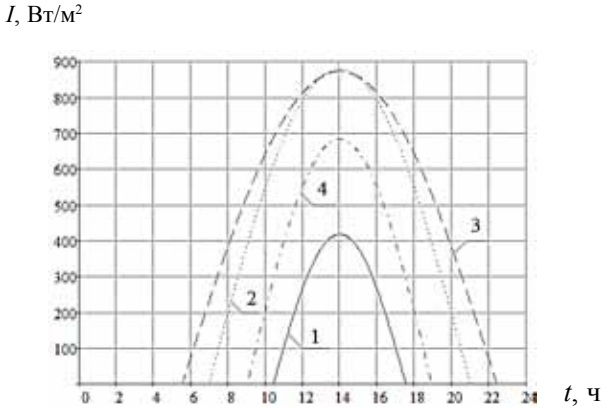


Рис. 4.43. Расчетная зависимость мощности потока солнечной радиации от времени суток (на наклонную поверхность – 65°)
1 – январь, 2 – апрель, 3 – июль, 4 – октябрь

Для условий Уральского региона выбран стационарный угол наклона для солнечных вакуумных коллекторов 65^0, как наиболее целесообразный с т. з. круглогодичного применения и максимальной эффективности в зимний период.

4.2.3.8. Внедрение системы ГВС и отопления многоквартирного дома в мегаполисе на базе вакуумных солнечных коллекторов

Проект системы ГВС и отопления многоквартирного дома в г. Екатеринбурге был разработан на кафедре АС и ВИЭ УрФУ в 2011 г. Он предусматривал использование солнечных ВК, установленных на крыше 10-этажного дома в районе Ботанический,

г. Екатеринбург. Система представляет собой 21 коллектор на 30 трубок и 28 коллекторов на 10 трубок (общее количество трубок: 910). Все трубки делятся в секции по 90 трубок каждая (допускаются 80 и 100 соответственно). Таким образом, система состоит из 10 параллельно подключенных к магистральным трубопроводам секций [67].

Параметры и характеристики вакуумной системы СК для многоквартирного дома представлены в табл. 4.10.

Таблица 4.10

Технические характеристики солнечных коллекторов «Kaisundun»

Количество трубок	10, 15, 20, 25, 30
Длина трубки	1800 мм
Внешний диаметр трубки	58 мм
Внутренний диаметр трубки	47 мм
Толщина стекла трубки	1,6 мм
Коэф. теплового расширения трубки	$3{,}3\cdot10^{-6}$ °С
Материал трубки	Боросиликатное стекло 3,3·
Коэф. поглощения	>0,92
Коэф. излучения	<0,07 (100 °С)
Вакуум	$P\leq3\cdot10^{-3}$ Па
Температура стагнации	200 °С 230 °С
Потери тепла	<0,85 Вт/м^2, °С
Материал покрытия теплосборника	Al
Материал опоры	Al
Изоляция теплосборника	Rock wool
Максимально тестированное давление	1,0 МПа
Рабочее давление	0,6 МПа

Параллельное присоединение коллекторов имеет такие плюсы, как возможность вывода в ремонт, меньшие потери давления, однако в таком случае требуется большее количество труб присоединения. Кроме того, при таком соединении не всегда возможно достижение высоких температур, поскольку теплоноситель не успевает прогреться через 1 коллектор.

В случае последовательного соединения становится возможным при малом расходе догревать рабочую жидкость до необходимых параметров, однако здесь имеют место большие потери давления, а также выход из строя всей системы при неисправности одного коллектора.

Система проектируется под возможность регулирования расхода по температуре в широких пределах. В данном проекте было выбрано компромиссное решение, учитывающее положительные стороны обоих типов соединений.

Нагретый теплоноситель от вакуумных коллекторов с уровня крыши подается в 2 бака-аккумулятора емкостью 500 л каждый. Эти баки связаны с системами отопления и ГВС дома.

4.2.3.9. Выбор теплоизоляции для трубопроводов системы вакуумных коллекторов

Теплоизоляция трубопроводов гелиосистем является очень важным элементом в системе отопления, поскольку система располагается на открытом воздухе и работает в условиях отрицательных температур.

Температура теплоносителя $t_{гор}$ = 50 ^{0}С;

Температура окружающего воздуха $t_{окр}$ = –15 ^{0}С;

Внешний диаметр магистральных трубопроводов $D_{ВН}$ = 48 мм;

Внешний диаметр труб присоединения $d_{ВН}$ = 20 мм;

Длина магистральных трубопроводов L =230 м;

Длина труб присоединения l = 36 м.

В качестве материала теплоизоляции для магистральных трубопроводов выбирается вспененный полиэтилен с закрытой ячеистой структурой («Thermaflex ECO»), имеющий характеристики, представленные в табл. 4.11.

Таблица 4.11

Свойства теплоизоляционного материала «Thermaflex ECO»

Свойства	Метод теста	Результат
1	2	3
Плотность	ГОСТ 19177-81	30–35 кг/м^3
Структура	Цифровой анализ	Ячеистая, равномерная, замкнутая

Окончание табл. 4.11

1	2	3
Эластичность		Отличная до –80 °С
Напряжение разрушения при растяжении	ГОСТ 15873-70	≥ 0,30 МПа
Цвет материала		Серый
Коэффициент теплопроводности (λ)	ГОСТ 7076-99 DIN 52615	≤ 0,035 Вт/м·К при 25 °С ≤ 0,034 Вт/м·К при 10 °С; 0,039 Вт/м·К при 40 °С
Диапазон температур		–80...+95 °С
Способность к поглощению воды	DIN 53434	После: 7 дней –1,05 %; 28 дней < 2 %
Устойчивость к ультрафиолетовому излучению		Высокая с отражающим покрытием
Пожарный класс	ГОСТ 30244-94	Г2

В качестве покрытия выбран «Энергопак ТК» – покрывной материал, предназначенный для защиты изоляции от механических повреждений, атмосферных воздействий, ультрафиолетового излучения (табл. 4.12).

Таблица 4.12

Основные технические характеристики покрытия

Температура применения, ºС	от – 40 до + 80
Горючесть (ГОСТ 30244-94)	Г1
Прочность сцепления алюминиевой фольги с основой, Н/м	не менее 100
Адгезия клеевого слоя к металлической поверхности (самоклеящийся), Нм	не менее 300
Разрывная нагрузка, кгс	не менее 1000

Представленный на рис. 4.44 график отражает динамику снижения теплопотерь по мере увеличения толщины теплоизоляционного слоя.

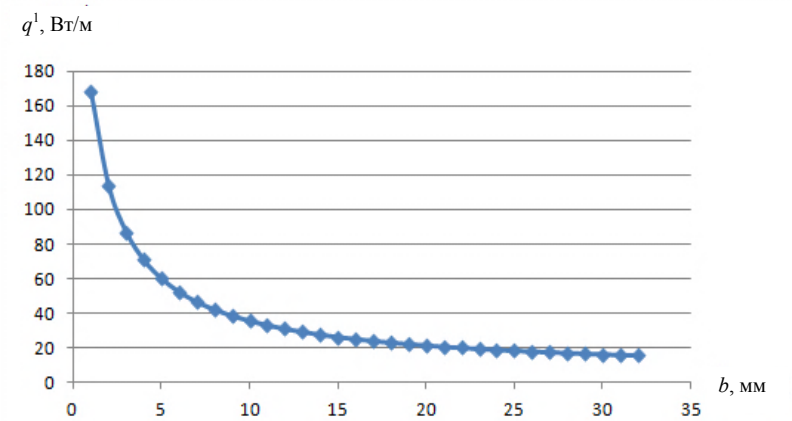


Рис. 4.44. Зависимость потерь энергии по длине трубопровода от толщины изоляции

Начиная с 20 мм, уменьшение потерь менее значительно. С учетом указанной зависимости и рекомендаций производителя была выбрана толщина утеплителя наружной трубопроводной системы солнечного обогрева в 25 мм.

На рис. 4.45 представлен график температуры поверхности трубопровода в зависимости от толщины изоляции.

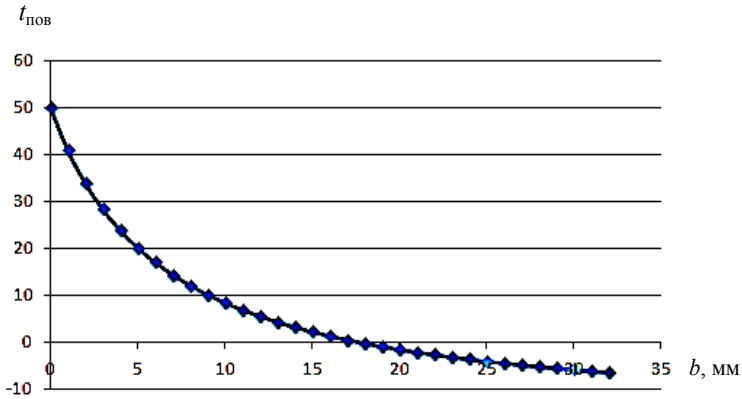


Рис. 4.45. Зависимость температуры поверхности трубопровода от толщины изоляции

4.2.3.10. Телекоммуникации для дистанционного контроля и управления системой солнечных коллекторов

Уральский регион, обладая высоким значением ГСОП, имеет существенные максимумы отрицательных температур (до –45 и, порой, –50 °С). С другой стороны, летом, когда большой объем тепла «некуда девать», возможен значительный, до 200 °С, нагрев теплоносителя в солнечном коллекторе. Указанные факторы требуют постоянного контроля температурных параметров системы и автоматического управления.

Помимо автоматической системы регулирования насоса по температуре предполагалось реализовать систему сбора данных, которая позволит выводить на диспетчерский экран данные по температурам отдельных секций, а также общие параметры, такие как давление и температуры трубопроводов. Вывод такой информации позволит следить за работоспособностью как системы в целом, так и отдельных ее элементов. В дальнейшем информация поступает в компьютер, где обрабатывается и хранится в базе данных: это позволяет собирать статистические характеристики о работе системы. Полученные данные позволяют производить расчеты по количеству тепловой энергии, эффективности системы и т. п.

В систему сбора данных входили:

– электронная платформа Arduino MEGA 2560

– 10 датчиков температуры Pt1000, диапазон (–20…150) °С (на каждую секцию – один датчик);

– 4 датчика температуры NTC, диапазон (0…100)◦С (для измерения температур верхней и нижней точек в баках-аккумуляторах);

– 2 погружных датчика температуры Danfoss MBT3650, диапазон (0…100)°С (устанавливаются в трубопроводы);

– датчик перепада давления DPI, диапазон (0…4) бар (устанавливается на насосе);

– оптический сенсор TSL250(273) (для измерения потока мощности солнечной радиации).

Arduino MEGA 2560 – это открытая электронная платформа, построенная на основе микроконтроллера ATmega 2560. В ее состав входят 54 цифровых входа/выхода (14 из которых могут использоваться при широтно-импульсной модуляции), 16 МГц осциллятор, 256 кВ флэш-памяти, вывод на USB, 16 аналоговых входов, возможность питания с блока питания.

Поскольку данные со всех датчиков должны поступать на АЦП, то следовало унифицировать сигнал с них и преобразовать его до диапазона (0 – 5)В. Таким образом, для 10-битного АЦП Arduino разрешение будет 5/1024 = 0,0048828. Однако, вследствие объективных технических трудностей, используется около (70–80) % этого диапазона.

Для реализации преобразования сигналов с датчиков сопротивления (Pt1000, NTC) используется схема с делителем напряжения. Однако в случае платиновых датчиков изменение напряжения на весь диапазон составляет около 0,2 В. Столь малый диапазон ведет к очень низкой точности измерений. Для решения этой задачи применяется инструментальный операционный усилитель AD620. Главным его элементом является дифференциальный усилитель, который усиливает разность между опорным и исходным сигналами. Коэффициент усиления изменяется потенциометром.

Для устранения шумов на все делители напряжения устанавливаются конденсаторы емкостью 100 мкФ. Питание схемы осуществляется с блока питания U=12 В через линейные стабилизаторы (6 В и 6,4 В соответственно).

Датчики Danfoss, DPI имеют токовый выход (4–20) мА. Преобразование его в напряжение осуществляется посредством включения в схему резистора на 240 Ом. Датчик TSL является интегральной микросхемой и имеет выходной сигнал в необходимом диапазоне.

Если все поступающие сигналы после преобразования направить напрямую на Arduino, то потребуется 10 микросхем AD620 с соответствующими резисторами, а также будет занято 18 каналов (при наличии 16 аналоговых входов на плате). Для решения данной задачи применяются аналоговые мультиплексоры. С помощью цифровых сигналов, поступающих с Arduino (0000 – для 0 канала, 0001 для 1-го, 0011 для второго и т. д.), возможно использовать 1 канал для 10 датчиков Pt1000, пропуская информацию с датчиков последовательно. Аналогично поступают и с NTC. Таким образом, данная схема позволяет получать данные в реальном времени и доставлять их в систему обработки сигналов (см. рис. 4.46).

С помощью разработанной программы реализуется преобразование цифрового сигнала в значения температуры (давления, мощности потока солнечной радиации). В Pt1000, Danfoss, DPI – функции линейные, тогда как у NTC функция гиперболическая.

Параметры функций перевода возможно корректировать, что особенно важно при калибровке датчиков температур, расположенных на крыше (поскольку наличие 100 м кабеля оказывает влияние на измеряемые величины).

Помимо аппаратной фильтрации (С-фильтры) реализована также и программная – на основе фильтра Калмана. Применение фильтраций позволяет сгладить любые скачки, проявляющиеся на коротком промежутке времени, однако минусом является увеличение инертности датчика. Подбирая параметры фильтра, можно достичь приемлемый результат.

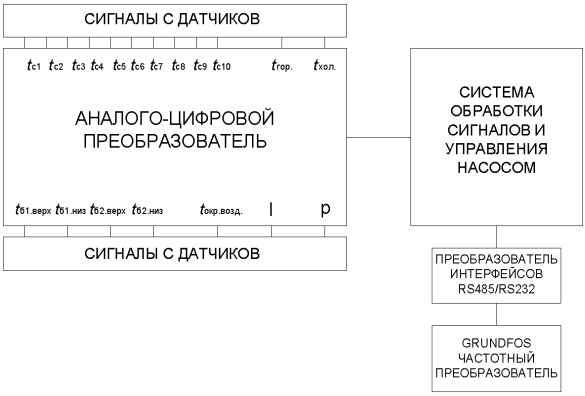


Рис. 4.46. Блок-схема системы сбора данных и управления:
t_{c1}, t_{c2},..., t_{cn} – температуры каждой секции коллекторов; $t_{б1'верх}$, $t_{б1'низ}$, $t_{б2'верх}$, $t_{б2'низ}$ – температуры в баках-аккумуляторах;
$t_{гор.}$, $t_{хол.}$ – температуры в трубопроводах, p – давление в системе,
I – мощность потока солнечной радиации

Важным моментом при работе с гелиосистемами является контроль за аварийными ситуациями. С помощью разработанной системы возможно мгновенно автоматически отследить неисправную секцию (по превышению температуры заданного значения срабатывает сигнализация) и принять меры по устранению нештатной ситуации.

Насос Grundfos TPE 150/2S имеет встроенный частотный преобразователь, обладающий возможностью передачи данных через последовательный интерфейс RS485, позволяющий с помощью

протокола передачи данных GENIbus устанавливать режимы связи и подключаться к системе диспетчеризации инженерного оборудования и системе управления насосом.

С помощью шины связи осуществляется дистанционное регулирование таких эксплуатационных параметров насоса, как установленное значение (температуры), режим работы и т. п. Кроме того, поскольку в преобразователе существует ПИ-регулятор, то возможно настраивать коэффициент усиления K_p в диапазоне от 0,1 до 20 и время интегрирования T_i (0,1–3600) с. Также имеется возможность настраивать контроллер для работы в режиме обратной зависимости.

Одновременно через шину связи от насоса может передаваться информация о состоянии важнейших параметров, например, действительное значение регулируемых параметров, потребляемая мощность, сигналы неисправности и т. п.

После окончательных испытаний системы вакуумных СК возможна реализация внедрения WEB-интерфейса – для отслеживания состояния системы не только с компьютера, расположенного в диспетчерской, но и дистанционно по Wi-Fi связи.

4.2.3.11. Расчет затрат на отопление и горячее водоснабжение от солнечных коллекторов за год

Важнейшим показателем для дальнейшего внедрения вакуумных солнечных коллекторов в энергокомплексы ВИЭ вообще и в домах мегаполиса в частности является конкурентоспособность со штатными системами отопления и ГВС.

Для сравнительного экономического анализа рассмотрены затраты на отопление и ГВС многоквартирного дома за период один год. Количество потребленной энергии рассчитано исходя из данных по приборам учета (тепловычислитель СПТ-943 № 5522). Характеристика системы: 4-трубный ввод, зависимая система отопления, закрытая ГВС отдельным трубопроводом с циркуляцией.

Потребление тепловой энергии в многоквартирном доме по месяцам года представлено в табл. 4.13.

Таблица 4.13

Потребление тепловой энергии в доме в течение года

Мес.	Под. трубопровод		Обр. трубопровод		$Q_{ОБЩ}$, Гкал	ГВС			Отопление + ГВС	
	t_1, °С	M_1, т	t_2 °С	M_2, , т		$t_{ГВС}$, °С	$M_{ГВС}$, , т	$Q_{ГВС}$, Гкал	$Q_{ПОТР}$, Гкал	$G_{ПОТР}$, т
1	84,6	18755,1	54,8	18570	559,4	68,5	2910	184,5	743,9	2910,2
2	68,8	31630,7	54,8	31868,9	444,8	65,8	3098	187,5	632,3	3098,4
3	69,3	20200,3	49,6	20005,7	394,1	68,4	2838	179,4	573,5	2838
4	53,7	20009	42,3	19784,2	231,3	65	2683	160	391,3	2682,7
5	46,9	5096,2	38,8	5065,3	47,5	57,5	2608	139,3	186,8	2607,6
6	–	–	–	–	–	55,8	1985	108,7	108,7	1984,8
7				–	–	42,8	1345	65,6	65,6	1345,4
8	–	–	–	–	–	59,6	2238	122,8	122,8	2238,1
9	49,3	5886	38,7	7286,9	66,55	59,8	2471	136	202,5	2471,3
10	54	17302,6	40,9	16982,5	224,6	68,8	2502	159,4	384	2502,3
11	65,3	15807,9	44,1	15495,6	338	67,6	2711	167,9	505,9	2711,1
12	68	16683,1	45,7	16334,3	372,2	69,3	2726	174,9	547,1	2725,6

Расчетная формула для определения количества потребленной тепловой энергии (на отопление), Гкал:

$$Q_{ОБЩ} = M_1 \cdot C_Р\,(t_1 - t_{хол}) - M_2 \cdot C_P\,(t_2 - t_{хол}) \qquad (4.8)$$

где $Q_{ОБЩ}$ – количество потребленной тепловой энергии на отопление, Гкал;

M_1 – количество воды, приходящее в отопительную систему дома,т;

C_P – теплоемкость воды, $C_Р$ = 1 Гкал/т · °С;

t_1 – температура теплоносителя в подающем трубопроводе, °С;

$t_{хол}$ – температура холодной воды, $t_{хол}$ = 5 °С;

M_2 – количество воды, уходящей из отпительной системы дома, т;

t_2 – температура теплоносителя в обратном трубопроводе, °С.

$$Q_{ОБЩ}(янв) = 18755{,}1 \cdot 1(84{,}6 - 5) - 18570 \cdot 1(54{,}8 - 5) = 559{,}4 \text{ Гкал.}$$

Расчетная формула для определения количества потребленной тепловой энергии (на ГВС), Гкал,

$$Q_{ГВС} = M_{ГВС} \cdot C_P\ (t_{ГВС} - t_{хол}), \qquad (4.9)$$

где $M_{ГВС}$ – количество воды, приходящее в систему ГВС дома, т; $t_{ГВС}$ – температура горячей воды в системе ГВС, °С.

$$Q_{ГВС}(янв) = 2910 \cdot 1 \cdot (68{,}5 - 5) = 184{,}5\ Гкал.$$

Расчетная формула для определения суммарного количества потребленной тепловой энергии, Гкал:

$$Q_{ПОТР} = Q_{ОБЩ} + Q_{ГВС;}$$

$$Q_{ПОТР}(янв) = 559{,}4 + 184{,}5 = 743{,}9\ Гкал.$$

Затраты на отопление и ГВС по многоквартирному дому по месяцам года представлены в табл. 4.14.

Таблица 4.14

Фактические затраты на отопление и ГВС по дому в течение года

Месяц	Стоимость т/э, руб.	Стоимость ГВС, руб.	Стоимость отопления, руб
1	714645,4	177244,4	537401,0
2	607434,2	180126,4	427307,8
3	550946,5	172344,9	378601,6
4	375911,7	153707,8	222203,9
5	179453,9	133821,9	45632,0
6	104425,3	104425,3	0,0
7	63020,2	63020,2	0,0
8	117970,8	117970,8	0,0
9	194536,5	130603,6	63932,9
10	368898,8	153131,4	215767,4
11	486005,0	161297,2	324707,8
12	525584,7	168021,9	357562,9
Сумма	4288833,0	1715715,7	2573117,3

Значения стоимости рассчитаны исходя из цены за Гкал в 873,34 руб.

$$\text{Стоимость отопления} = Q_{\text{ОБЩ}} \cdot 873{,}34 \text{ руб.}$$

$$\text{Стоимость отопления (янв)} = 559{,}4 \cdot 873{,}34 = 537401 \text{ руб.}$$

$$\text{Стоимость ГВС} = Q_{\text{ГВС}} \cdot 873{,}34 \text{ руб.}$$

$$\text{Стоимость ГВС (янв)} = 184{,}5 \cdot 873{,}34 = 177244{,}4 \text{ руб.}$$

Стоимость т/э = стоимость отопления + стоимость ГВС, руб.

$$\text{Стоимость т/э (янв)} = 537401 + 177244 = 714645{,}4 \text{ руб.}$$

Таблица 4.15

Расчет количества и стоимости солнечной энергии

Месяц	Число пасм. дней	Число обл. дней	Число солн. дней	Дневная сумма солнечной радиации для солн. дней, кВт·ч/м²·день (на накл. пов-ть), $Э_{гор.}$	Дневная сумма солнечной радиации для обл. дней, кВт·ч/м²·день (на накл. пов-ть), $Э_{накл.}$	Кол-во солн. энергии за месяц, Гкал (на накл. пов-ти), $Э_{накл.}$	Стоимость выработанной солн. энергии за месяц, руб
1	16	10	5	1,895	1,42125	2,32	2022,46
2	8	10	10	3,605	2,70375	5,53	4828,71
3	4	10	17	5,806	4,3545	11,95	10438,43
4	3	10	17	7,844	5,883	16,05	14018,21
5	2	10	19	9,094	6,8205	19,99	17457,19
6	2	10	18	9,635	7,22625	20,39	17805,57
7	2	10	19	9,383	7,03725	20,62	18011,96
8	2	10	19	8,368	6,276	18,39	16063,53
9	3	10	17	6,569	4,92675	13,44	11739,63
10	10	10	11	4,31	3,2325	7,07	6174,36
11	14	10	6	2,29	1,7175	2,93	2558,85
12	18	10	3	1,474	1,1055	1,60	1393,66
Сумма	84	120	161	–	–	140,28	122512,55

Сравнительный график затрат и прибыли при использовании гелиосистемы в многоквартирном доме представлен на рисунке 4.47.

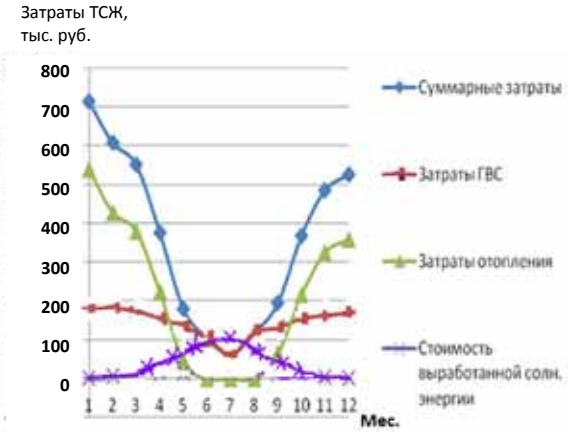


Рис. 4.47. Сравнительный график затрат и прибыли от использования вакуумных солнечных коллекторов

На представленном рисунке видно, насколько малую часть затрат может покрыть гелиосистема в условиях Екатеринбурга. Доля солнечной энергии максимально достигала 31,44 % от общего количества потребляемой тепловой энергии.

Расчетная годовая прибыль составляет 122512 руб. в расчете на цену 1 Гкал в 873,34 руб.

В ходе выполнения работы были решены следующие научные и инженерные задачи:

– исследован «зимний» режим работы вакуумного солнечного коллектора;

– исследован «летний» режим работы вакуумных солнечных коллекторов;

– выработаны рекомендации для более масштабных проектов, работающих в условиях отрицательных температур;

– произведен расчет энергетических показателей вакуумных солнечных коллекторов для данных условий, в т. ч. географических координат;

– осуществлен выбор типа коллектора и угла наклона солнечных коллекторов;

– произведен расчет гидравлических параметров и соответственно ему были подобраны циркуляционный насос и мембранный расширительный бак;

– разработана система сбора данных и управления;

– выполнен расчет затрат дома на тепловую энергию за год по данным теплосчетчика и доля солнечных вакуумных коллекторов;

– осуществлен расчет основных технико-экономических показателей.

Разработанный проект использования солнечных коллекторов для ГВС и отопления проходит стадию испытаний в многоквартирном жилом доме (ул. Родонитовая, д. 8). Выработанные в ходе проектирования и эксплуатации решения послужат дальнейшему совершенствованию систем отопления и ГВС на объектах в регионах с высоким значением ГСОП.

Основной вывод по разделу главы: использование солнечной энергии в условиях Уральского региона с высоким значением ГСОП (6000) возможно как с использованием ФЭП, так и солнечных коллекторов с вакуумными трубками в течение календарного года. Однако применение того или иного вида оборудования, использующего солнечную энергию, должно осуществляться с учетом двух особенностей территорий, возникающих в зимний период: низкие отрицательные температуры (для плоских СК) и заснеженность (для ФЭП и плоских СК).

На рис. 4.48 представлено экранное меню с модулем расчета «поиск решения» для (пента) р-КС ВИЭ в составе ВЭУ, ФЭП, пл.СК+вакСК, ДГ.

Рис. 4.48. Пример экранного меню и данные при расчете пента-КС ВИЭ (ДГ+ВЭУ+ФЭП+пл.СК+вакСК)

В результате расчета с помощью программы «АРК-ВИЭ» определяются оптимальные соотношения по установленным мощностям оборудования, входящего в данную КС ВИЭ.

Соотношение выработки электрической и тепловой энергии КС ВИЭ в каждом конкретном случае определяется универсальной компонентой – себестоимостью выработки 1 кВт·ч энергии оборудованием данной КС ВИЭ.

4.3. Исследование гидроэнергетического потенциала Свердловской области и эффективности микроГЭС в составе КС ВИЭ

Гидроэнергетика среди возобновляемых источников энергии обладает существенным преимуществом: себестоимость выработки 1 кВт·ч эл. энергии на ГЭС, как правило, значительно ниже любых энергогенерирующих предприятий на органических видах топлив.

Цель данного раздела главы – исследование потенциала гидроэнергетики Свердловской области, возможность ее использования в Уральском регионе вообще, а также в составе КС ВИЭ – в частности.

Задачи, решаемые в ходе выполнения работы:

– анализ гидроэнергетического потенциала Свердловской области;

– разработка и испытание системы сифонного водозабора для быстровозводимой микроГЭС;

– экспериментальное исследование микроГЭС в составе КС ВИЭ объекта «Энергоэффективный дом».

4.3.1. Исследование гидроэнергетического потенциала Свердловской области

В Свердловской области имеется две малых гидроэлектростанции мощностью более 1 МВт: Верхне-Тагильская (2 МВт) и Верхотурская (7 МВт). Этим малая гидроэнергетика области до недавнего времени и ограничивалась.

В то же время по своему природно-географическому расположению Свердловская область имеет значительный гидроэнергетический потенциал для использования мини- и микроГЭС: более 18000 рек и водоемов [68]. Наличие этого потенциала обусловлено двумя факторами:

– сток рек в гористой части Уральского хребта с небольшими водохранилищами;

– наличие большого количества крупных водохранилищ (с объемом более 1 млн м^3) и плотин, пригодных для размещения низко- и средненапорных мини- и микроГЭС .

В табл. 4.16 приведен перечень наиболее крупных рек, протекающих по территории Свердловской области.

Таблица 4.16

Наиболее крупные реки Свердловской области

Река	Средний многолетний сток; км^3/год
Пелым	2,25
Лозьва	3,76
Сосьва	4,14
Тавда	15,3
Тура (до Салды)	1,28
Ница	1,79
Тура	5,04
Чусовая	2,28
Сылва	1,2
Уфа (выход)	4,19
Уфа (вход)	0,98
Исеть	0,44
Пышма	0,79

Суммарный сток рек в средний по водности год составляет около 30 км^3/год.

Минимальный сток в наиболее маловодный год составляет около 15 км^3/год.

В 2000 и в 2009 гг. Уральский федеральный университет выполнял работы по исследованию гидроэнергетического потенциала Свердловской области и подготовил рекомендации по возможным пунктам строительства малых ГЭС.

На рис. 4.49 представлена карта крупных рек на территории Свердловской области.

В ходе выполнения работ по заданию Министерства природных ресурсов Свердловской области, непосредственное участие в котором принимал автор монографии, были проанализированы наибо-

лее вероятные, с точки зрения наличия гидропотенциала и потребностей муниципальных округов, ГТС [69].

Для установки на малых ГЭС в России разработаны гидроагрегаты различных типов мощностью от 10 до 2000 кВт при напорах воды от 6 до 400 м и расходах воды 0,1–8,1 м^3/с.

МикроГЭС обеспечивают выработку электроэнергии в диапазонах мощностей от 2 до 10 кВт и от 10 до 50 кВт при напорах 2–10 м и более и расходах 0,2–0,6 м^3/с. Такие условия можно обеспечить на многих реках Свердловской области, особенно вблизи 60° восточного меридиана, где имеется много малых рек, берущих начало в отрогах Уральского хребта.

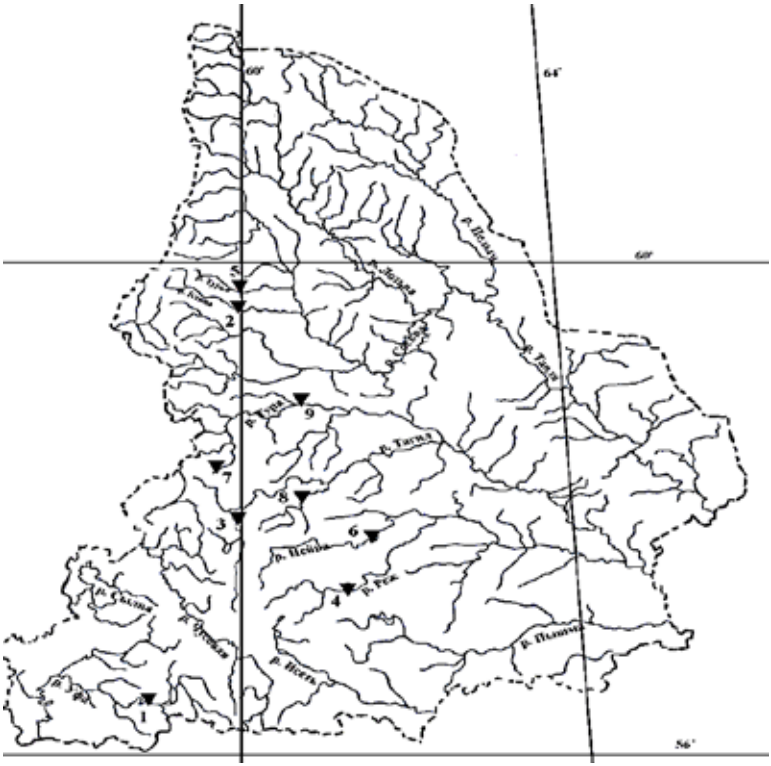


Рис. 4.49. Наиболее крупные реки
на территории Свердловской области

Возможные пункты строительства малых ГЭС на территории Свердловской области и их показатели представлены в табл. 4.17.

Таблица 4.17

Возможные пункты строительства малых ГЭС в области

Наименование ГЭС, реки	Установленная мощность, МВт	Среднегодовая выработка э/э, млн кВт·ч/год
Михайловская (р. Серга) Киселевская (р. Калва) Нижнетагильская (р. Тагил) Режевская (р. Реж) Краснотурьинская (р. Турья) Верхнезыряновская (р. Нейва) Верхнетурьинская (р. Тура) Нижнесалдинская (р. Салда)	1,408 1,23 0,535 0,4 0,17 0,11 0,11	8,0 8,3 3,58 2,62 0,76 0,73 0,44
ИТОГО	4,493	27,86

На территории области имеется значительное количество прудов и водохранилищ (только водоемов объемом более 1 млн м^3 имеется свыше 100 единиц).

4.3.1.1. Методики определения гидрологических и гидроморфологических характеристик в створах ГТС на водохранилищах области

В подразделе помещены морфометрические характеристики подпорных сооружений и основные гидрологические параметры рек в створах гидроузлов.

Сведения о морфометрических характеристиках гидроузлов получены в комитете природных ресурсов Свердловской области.

Средние годовые расходы воды в створах плотин и коэффициенты их изменчивости и асимметрии приняты из «Правил эксплуатации водохранилищ» при их наличии. По водохранилищам, для которых «Правила …» не разработаны, средние годовые расходы воды, коэффициенты изменчивости и асимметрии оценены согласно рекомендациям справочника «Ресурсы поверхностных вод СССР. Т.11: Средний Урал и Приуралье». При этом, если в непосредственной близости от створа плотины на данной реке выше или

ниже имеются данные стационарных наблюдений, перенос данных в створе плотины осуществлен по уравнению

$$Q_г = q \cdot A, \tag{4.10}$$

где $Q_г$ – расход воды в створе плотины м^3/с;

q – модуль годового стока в створе пункта наблюдений, л/с км^2 (м^3/с км^2);

A – площадь водосбора реки до створа плотины, км^2.

При отсутствии пунктов наблюдений выполнялось построение зависимостей расходов воды и коэффициентов изменчивости

$$Q = f(A) \quad и \quad C_v = f(A)$$

от площади водосбора для различных рек и их комплексов в районах размещения водохранилищ. По построенным графикам снимались соответствующие характеристики для площадей водосбора до створа плотины.

Доля стока по гидрологическим сезонам подсчитана в соответствии с рекомендациями справочника «Ресурсы поверхностных вод СССР. Т.11: Средний Урал и Приуралье» для соответствующих гидрологических районов.

Объемы стока по сезонам и для года в целом подсчитаны с использованием функции трехпараметрического гамма-распределения.

Распределение расходов воды по месяцам выполнено в соответствии с рекомендациями «Справочника по водным ресурсам…» для соответствующих гидрологических районов [70].

4.3.1.2. Особенности энергопроизводства на малых водоемах

В реальных условиях гидроэнергетического производства при решении задач выбора типов и уровней мощности оборудования, организации и выбора оптимальных режимов эксплуатации на водоемах с малым дебетом следует учитывать переменный характер энергопроизводства, связанный с индивидуальными гидрологическими характеристиками каждого источника гидроресурсов, сезонным и климатозависимым характером водного стока.

В этом случае определение среднегодовой валовой мощности, Вт, является достаточно сложной задачей, основанной на решении уравнения (4.8):

$$P_{вал} = \rho \cdot g / T_{год}; \qquad \int_0^{T_{год}} Q(t) \cdot h(t)\, dt, \qquad (4.11)$$

где *Q(t), h(t)* – функциональные зависимости расхода и разницы уровней верхнего и нижнего бьефов;

$T_{год}$ = 8760 ч – полное число часов в году.

В общем виде характер изменения функций *Q(t)*, *h(t)* показывает рис. 4.50 [71].

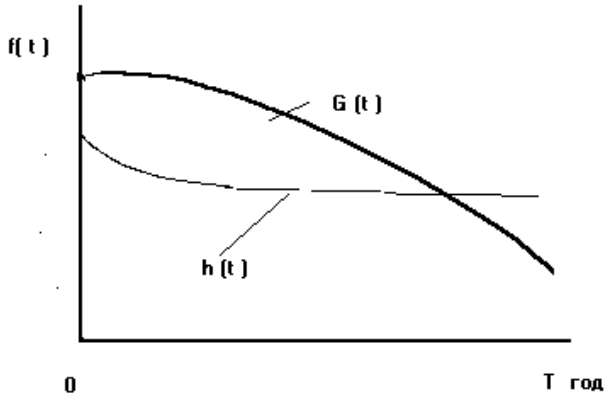


Рис. 4.50. Изменение обеспеченности расходом и напором в течение года

При известных из эксперимента численных значениях (месячных *(i)* или суточных *(j)* изменениях расходов и напоров определение валовой мощности потока может быть произведено численно по следующим соотношениям:

$$P_{вал} = \rho g/12 \cdot \sum_{I=1}^{12} Q_i h_i = \rho g/8760 \cdot \sum_{j=0}^{8760} Q_j h_j.$$

4.3.1.3. Оценка объемов производства энергии на мГЭС

Объем произведенной водотоком энергии, Вт·ч, целиком определяется уровнем и характером изменения валовой мощности потока и может быть найден по следующему соотношению:

$$Э_{вал} = \int_{0}^{T_{год}} P(t)\, d\, t. \qquad (4.12)$$

Также как и значения валовой мощности, объем энергопроизводства, Вт, может быть численно оценен по результатам экспериментальных исследований гидроморфологических параметров водотока:

$$Э_{вал} = \rho g \cdot \sum_{I=1}^{12} Q_i\, h_i\, \tau_i = \rho g \cdot \sum_{j=0}^{8760} Q_j\, h_j\, \tau_j. \qquad (4.13)$$

Для невисокосного года полный валовой объем энергопроизводства водотока (при условии h = const), Дж, рассчитывается по соотношению:

$$Э_{вал} = \rho g\, h \cdot 24 \cdot 3600 \cdot (31 \cdot Q_1 + 28 G_2 + 31 Q_3 + 30 Q_4 + 31 Q_5 + 30 Q_6 + 31 Q_7 + \\ + 31 Q_8 + 30 Q_9 + 31 Q_{10} + 30 Q_{11} + 31 Q_{12}).$$

Изменение характера энергопроизводства в течение года показано на рис. 4.51 и 4.52 в виде графиков по продолжительности и месяцам года (в обоих случаях заштрихованные области равны валовому объему энергии) [71].

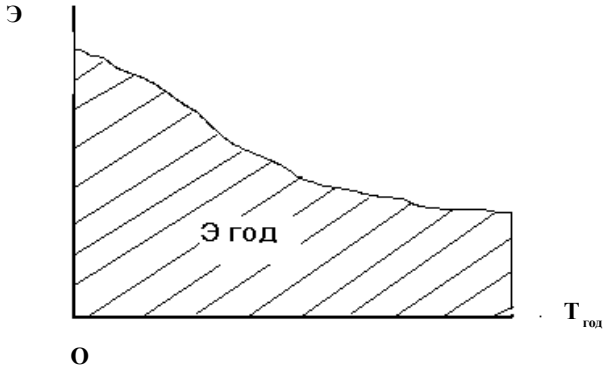


Рис. 4.51. Характер годового изменения объема энергопроизводства

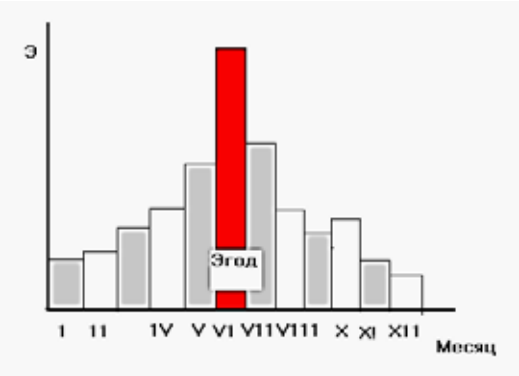


Рис. 4.52. Распределение объемов энергопроизводства по месяцам года

Гидроэнергетический потенциал водохранилища (пруда) с плотиной рассчитывается, учитывая следующие основные величины (рис. 4.53).

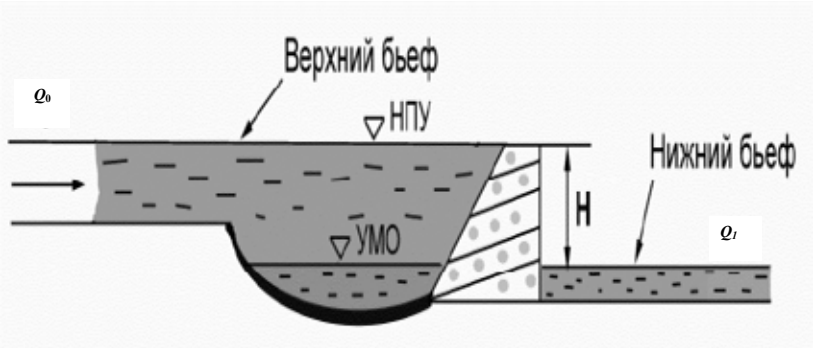


Рис. 4.53. Схема водохранилища:
Q_0 – приход воды в пруд; Q_1 – выход воды из пруда;
Н – напор; НПУ – нормальный подпорный уровень;
УМО – уровень мертвого объема пруда (Источник: Елистратов В. В. Возобновляемая энергетика, Изд-во СПбГТУ)

Для предварительной оценки энергетических запасов водоема используются следующие характерные объемы [71]:

$V = \int_{H_{нп}}^{H_{фпу}} F(h)\, dh$ – максимальный (сезонный) гидравлический запас,

$$V_1 = \int_{H_{умо}}^{H_{фпу}} F(h)\, dh$$ – предельный гидравлический запас,

$$V_2 = \int_{H_{умо}}^{H_{нпу}} F(h)\, dh$$ – нормальный гидравлический запас.

В приведенных соотношениях :

$F(h)$ – гидроморфологическая характеристика водоема,

$H_{фпу}$, $H_{нпу}$, $H_{умо}$ – соответственно форсированный, нормальный подпорный уровни и уровень мертвого объема водоема.

В случае недостаточности детальной информации по гидроморфологическим характеристикам водоема минимальную оценку запасов можно произвести по соотношениям:

$$V = (H_{фпу} - H_{нпу}) \cdot F_{нпу},$$

$$V_1 = (H_{фпу} - H_{умо}) \cdot F_{нпу},$$

$$V_2 = (H_{нпу} - H_{умо}) \cdot F_{нпу}.$$

Запас гидравлической энергии в водоеме, Дж, определяется:

$$E_{пол} = g\, \rho\, \Delta h \int_{H_1}^{H_2} F(h)\, d\, h, \qquad (4.14)$$

где Δh – перепад высоты между уровнями верхнего и нижнего бьефов.

Для трех видов выделенных выше характерных объемов минимальные оценки могут быть получены по соотношениям:

$$E = g\, \rho\, \Delta h_{ср}\, (H_{фпу} - H_{нпу}) \cdot F_{нпу;}$$

$$E_1 = g\, \rho\, \Delta h_{ср} (H_{фпу} - H_{умо}) \cdot F_{нпу;}$$

$$E_2 = g\, \rho\, \Delta h_{ср}\, (H_{нпу} - H_{умо}) \cdot F_{нпу.}$$

Наличие информации о запасах потенциальной энергии водоемов необходимо при выборе уровня мощности и режима эксплуатации гидроэлектростанции в условиях конкретного водоема.

4.3.1.4. Методические основы выбора установленной мощности и типов оборудования мини-ГЭС

Гидроэнергетическое производство характеризуется значительной неравномерностью, связанной с сезонным характером образования и циркуляции воды на территории. Сезонное изменение стоков рек области имеет явно выраженный весенний максимум и значительный спад стока в зимний период. Величины неравномерности зависят от свойств соответствующей гидрологической системы и описываются коэффициентами обеспеченности годового стока – вариации и асимметрии.

На рис. 4.54 приведены характерные графики сезонного изменения стока некоторых речных систем Свердловской области.

Обработка результатов измерений расходов в створах ГТС водохранилищ позволила получить данные по продолжительности расходов в течение исследуемого периода.

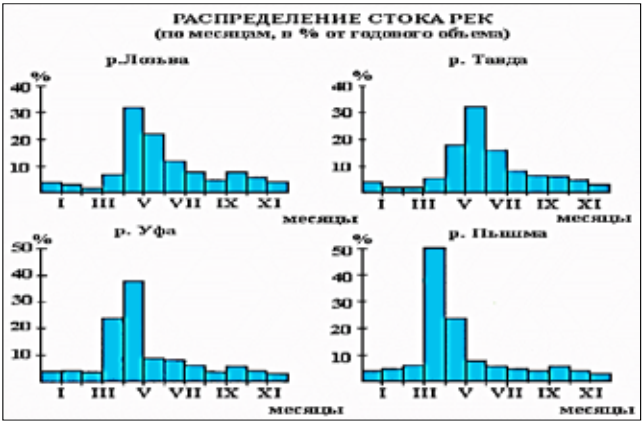


Рис. 4.54. Распределение стока рек Свердловской области по месяцам

Типовой график расходов по продолжительности приведен на рис. 4.55 .

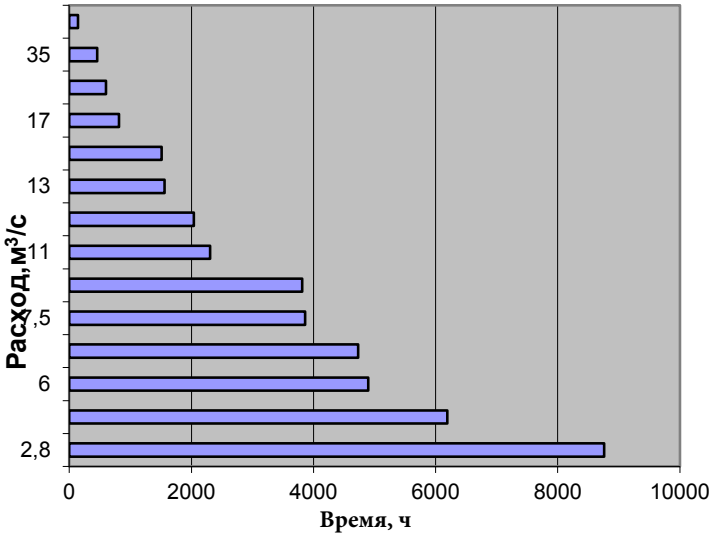


Рис. 4.55. Типовой график распределения расходов по продолжительности для водохранилищ Свердловской области

При обосновании выбора оборудования ГЭС используются критерии:

– минимум себестоимости электроэнергии;

– минимум годовых приведенных затрат;

– максимум производства энергии.

Годовой объем производства энергии в условиях переменной водной обеспеченности, кВт·ч, определяется из соотношения:

$$W_{вал} = \int N(t)\,dt = 9{,}81 \int Q(t)\,H(t)\,dt. \qquad (4.15)$$

При заданном уровне мощности гидроэнергетического оборудования ($N = N_{уст}$) и переменном уровне гидрообеспеченности (рис. 4.55) объем валового энергопроизводства, кВт·ч, может быть оценен по соотношению:

$$W_{вал} = N_{уст}\, К_{иум}\, Т_{год}, \qquad (4.16)$$

где $N_{уст}$ – установленная мощность гидрогенератора,

$Т_{год}$ – полное число часов в году (8760 ч);

$К_{иум}$ – коэффициент использования установленной мощности.

$$К_{иум} = Т_{i\ ном} / Т_{год}, \quad (4.17)$$

где $Т_{i\ ном}$ – продолжительность расхода, равного (или больше) номинальному.

Для гидроэнергетического использования $К_{иум}$ содержит смысл вероятности обеспечения расхода от источника гидроресурсов не менее номинального в течение года (или более длительного периода).

Оптимальный уровень мощности гидроагрегатов выбирается путем численного оптимизационного расчета на основании детальных данных гидрологических исследований водотока с учетом комплексного характера его использования и прогноза по изменению стока на будущие периоды [70].

Рассмотрим вариант определения оптимальной мощности гидроагрегата на примере данных, представленных на рис. 4.55.

Оценка уровней удельных капитальных вложений в создание ГЭС принята по данным МНТО «ИНСЭТ» и АО «Уралгидромаш» и приведена ниже:

Уровень мощности, кВт	Уровень удельных кап.вложений, руб.
1–50	15000
50–250	105000
250–1000	60000
1000–10000	5400

В рассматриваемом примере примем $N_{уст}$ = 200 кВт.

Расчет годового объема производства энергии, кВт·ч, всеми агрегатами мГЭС и каждого отдельного агрегата, кВт·ч,

$$W_{пол} = n\ N_{уст} \cdot \Sigma Т_{i\ ном}, \quad (4.18)$$

$$W_{уст} = N_{уст} \cdot Т_{i\ ном}, \quad (4.19)$$

где n – число агрегатов,

$Т_{i\ ном}$ – время обеспеченности расходом, ч.

Полный доход от реализации электроэнергии за весь период эксплуатации мГЭС, руб,

$$Д_{уст} = Ц \cdot Т_{экс} W_{пол}, \quad (4.20)$$

где Ц – тариф на продажу электроэнергии потребителю, руб/кВт·ч;

$Т_{экс}$ – полное время эксплуатации ГЭС, лет.

Суммарные капитальные затраты на сооружение ГЭС, руб,

$$ΣК = N_{уст} \cdot K_{уд}. \quad (4.21)$$

Эффективность использования мини-ГЭС (по условиям водной обеспеченности) :

$$К_{эф} = (Д_{уст} – Σ З) / Д_{уст}, \quad (4.22)$$

где Σ З = ΣК +ΣЭ, руб,

ΣЭ – суммарные эксплуатационные затраты за соответствующий период, руб. (Для оценки принимаются на уровне $Э_{год}$ = 0,1ΣК).

Эффективность использования капитальных вложений в создание мГЭС за период эксплуатации:

$$К_{дох} = Д_{уст} / ΣК. \quad (4.23)$$

Период окупаемости капитальных вложений, год,

$$Т_{ок} = ΣК/Д_{год}. \quad (4.24)$$

Себестоимость электроэнергии, руб./кВт·ч,

$$C_э = (р_а ΣК + ΣЭ_{год}) / W_{год}, \quad (4.25)$$

где $р_а = 1/Т_{экс}$ – коэффициент окупаемости капитальных вложений;

$W_{год}$ – годовое производство электроэнергии, кВт·ч.

4.3.2. Внедрение малых ГЭС в Свердловской области

Обследование гидроэнергетического потенциала Свердловской области, осуществленное в период выполнения работы по теме, показало: на 18 тыс. рек для малых ГЭС можно использовать 320 существующих ГТС (гидротехнических сооружений). Из них на 80 ГТС малые ГЭС могут быть экономически выгодны. По итогам обследования было определено 14 малых ГЭС, которые вошли в перечень для строительства в соответствии с Постановлением Правительства Свердловской области от 18.08.2004 № 769-ПП «О перечне первоочередных объектов малой гидроэнергетики» в Свердловской области.

В 2009 г. состоялся пуск первой из обозначенных в приложении и Постановлении Правительства Свердловской области Киселевской мини-ГЭС мощностью 200 кВт (две гидротурбины по 100 кВт). Пуск осуществляли специалисты Инженерного центра энергетики Урала в присутствии председателя Правительства Свердловской области, ныне – ректора УрФУ Кокшарова В. А. Кроме того, в пуске Киселевской мГЭС участвовали студенты кафедры АС и ВИЭ УрФУ, выполнившие в ходе дипломного проектирования часть расчетов этой мГЭС (руководитель ДП – В. И. Велькин). В настоящее время в соответствии с Постановлением введены в строй ещё две мини-ГЭС мощностью 100 кВт каждая : Нижне-Иргинская и Нижне-Салдинская мГЭС.

4.3.3. Применение микроГЭС в составе КС ВИЭ для автономного объекта

Использование микроГЭС в составе системы энергоснабжения на базе комплексного применения ВИЭ было реализовано на В. Бобровском пруду (Свердловская область, Белоярский район), расположенном рядом с объектом «Энергоэффективный дом». Организация подачи воды и схема гидротехнического сооружения для установки микроГЭС представлена на рис. 4.56.

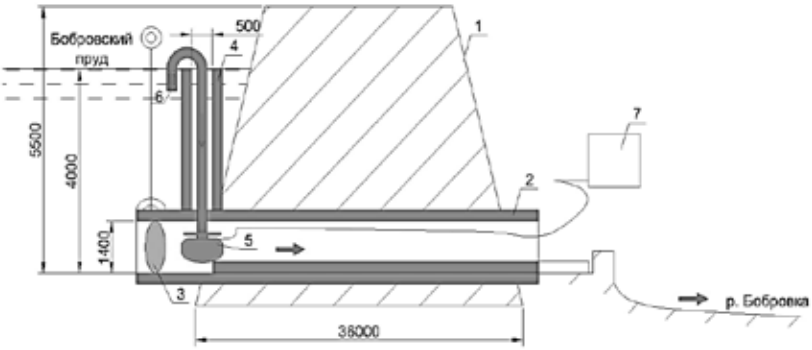


Рис. 4.56. Схема микрогидроэлектростанции с сифонным водозабором:
1 – плотина В. Бобровского пруда; 2 – сливной ствол трубы Dy-1400 мм; 3 – гидрозатвор регулирующего сброса; 4 – труба-сифон поддержания уровня зеркала пруда; 5 – микроГЭС; 6 – сифонный рукав водозабора; 7 – аппаратура КИП

Мощность испытанной микроГЭС составляла 1,5 кВт. Забор и подача воды на турбину Банки микроГЭС осуществлялись посредством сифонного рукава *6 d* =200 мм при напоре 3,8 м.

Зеркало пруда при работе микроГЭС в непрерывном режиме в течение двух часов понизилось на 0,2 мм (получено расчетным методом).

Выявленным недостатком функционирования данной системы водозабора явился заброс камней на лопатки турбины Банки, который был устранен при повторном испытании простой установкой сетки-ловушки на всасе сифонного рукава.

Эффективность применения микроГЭС в составе КС ВИЭ может быть определена путем использования методики расчета оптимальной КС ВИЭ и представлена в графическом виде на рис. 4.57.

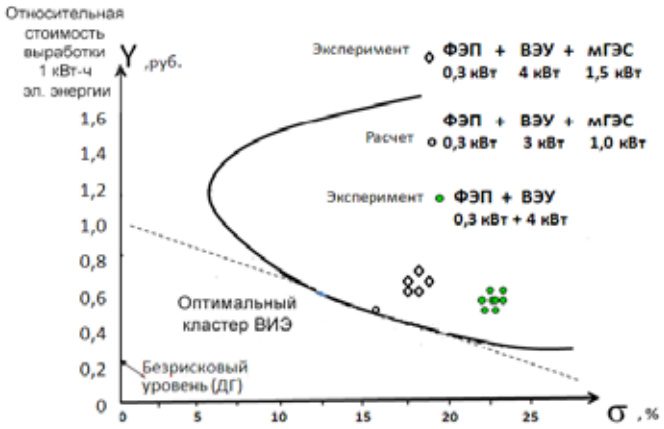


Рис. 4.57. Графическая интерпретация экспериментальных данных и расчетных характеристик оптимального трио- *h*-КС ВИЭ (ФЭП+ВЭУ+мГЭС)

4.3.4. Выводы и рекомендации по использованию мГЭС

1. Анализ гидрологических данных по стокам в створах ГТС водохранилищ Свердловской области показал, что существующие стоки позволяют разместить на них мини-ГЭС суммарной мощностью не менее 55 МВт и осуществлять производство не менее 200 млн кВт·ч электроэнергии ежегодно.

2. Существующие вблизи малых поселков пруды могут быть использованы для выработки электроэнергии на микроГЭС, использующих легко возводимый водозабор сифонного типа.

3. Основное преимущество микроГЭС – простота монтажа и демонтажа, возможность быстрого ввода в строй и использования в аварийных ситуациях.

4. Микро- и мини-ГЭС могут быть эффективно применены в составе КС ВИЭ в течение трех из четырех кварталов года в районах с высоким значением ГСОП.

Пример экранного меню расчета оптимальной пента-КС ВИЭ с использованием малой ГЭС представлен на рис. 4.58.

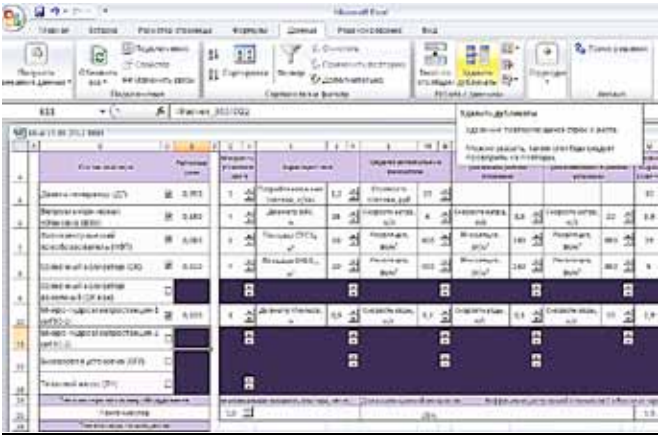


Рис. 4.58. Пример экранного меню и расчет (пента) р-КС ВИЭ, включающей малую ГЭС (ДГ+ВЭУ+ФЭП+ СК+мГЭС)

Автоматизированный расчет КС ВИЭ для объекта «Энергоэффективный дом» показал для мГЭС оптимальную долю в 10 % от установленной мощности всего оборудования в составе ДГ, ВЭУ, ФЭП, СК и мГЭС. Указанный показатель не является универсальным, а определяется, как было ранее показано, на основании статистических актинометрических, ветровых и гидроэнергетических характеристик источников возобновляемой энергии для данной территории.

4.4. Исследование эффективности биогазовой установки в составе КС ВИЭ автономного сельского дома

Использование биогазовой установки (БГУ) в составе КС ВИЭ может обеспечить надежное энергоснабжение объекта ввиду того, что топливная составляющая является ежедневной постоянной величиной, обусловленной количеством животных (КРС, свиней или птицы) на животноводческом комплексе вблизи потребителя. По сути БГУ – безрисковый источник энергии в составе КС ВИЭ.

Использование биоэнергетического потенциала в последние годы получает все большее распространение в мире. Внедрение же биореакторных технологий в России не получило существенных масштабов по ряду причин [72]. Так, получение биогаза в условиях высоких значений ГСОП и значительных запасов природного газа является несущественной и малорентабельной функцией БГУ. Однако, в сельскохозяйственных районах, осуществляющих выращи-

вание скота и птицы, получение биогаза в ходе переработки субстрата становится актуальной задачей и экономически выгодным предприятием.

Проблематика биотехнологий глубоко исследуется сотрудниками лаборатории ВИЭ МГУ им. М. В. Ломоносова [73]. В основном это перспективные технологии, связанные с выращиванием водорослей, что весьма актуально в связи с наличием на планете гигантских территорий, покрытых водой.

В данном разделе рассматривается комплексное использование отходов животноводства по получению товарного биогаза (как минимум на собственные нужды энергообеспечения) и реализации биореакторных удобрений на животоводческих предприятиях или частных фермах [74].

Цель данного раздела 4-й главы – исследовать биоэнергетический потенциал отходов животноводческих предприятий Свердловской области на предмет комплексного использования животноводческого субстрата.

Задачи, решаемые в ходе работ:

– исследовать биоэнергетический потенциал Свердловской области с использованием отходов животноводческих предприятий;

– провести исследования эффективности экспериментальной биогазовой установки на субстратах животноводческих хозяйств Свердловской области в условиях высоких значений ГСОП;

– исследовать энергетические возможности БГУ в составе КС ВИЭ.

4.4.1. Биоэнергетический потенциал отходов животноводства Свердловской области

Ежегодно в российском животноводстве и птицеводстве образуется около 150 млн т органических отходов. Подсчитано, что использование биогазовой технологии для переработки органики может не только устранить экологическую опасность, но и ежегодно получать дополнительно 95 млн.т условного топлива (около 60 млрд. км^3 метана или, сжигая биогаз, – 190 млрд кВт·ч электроэнергии).

Животноводческий потенциал Свердловской области составляет [75]:

– голов крупного рогатого скота – 107 тыс.ед.;
– голов свиней – 310 тыс.;
– голов птицы – 11 250 000 шт.

Крупнейшие хозяйства области:
по КРС – колхоз «Россия» (Ирбит) – 4 661 голова;
колхоз «Урал» – 4 580 голов;
по свиньям – Богдановичский комплекс – 50 000 голов;
по птице – Свердловская птицефабрика – 2 513 000;

Рефтинская птицефабрика – 1 712 000;

Среднеуральская птицефабрика – 1 122 000 голов.

За сутки одна Среднеуральская фабрика продуцирует более 110 т помета.

Из 1 м^3 навоза можно извлечь до 30 м^3 биогаза. От 225 коров, например, в сутки образуется 450 кг сухого навоза (удобрения) и 150 м^3 биогаза. Удельный расход биогаза при производстве электроэнергии составляет 1,3–1,5 м^3/кВт·ч [76].

Биогазовые установки, действуя как фабрики удобрений, вырабатывают их абсолютно чистыми – без следов болезнетворной микрофлоры, нитратов, нитритов и даже семян сорняков, которыми полон парной навоз [77].

Эффективность технологии, как показывают эксперименты многих исследователей, – 1 т биоудобрений эквивалентна 60 т навоза (такое количество удобрений необходимо для обработки 1 га сельскохозяйственных угодий). Для формирующегося в России рынка биоудобрений подобное соотношение крайне выгодно хозяйствам, т. к. позволило бы включить в оборот неиспользуемый ресурс, зачастую отравляющий окружающую среду и засоряющий значительные территории.

4.4.2. Особенности анаэробного сбраживания в БГУ

Получение биогаза и биоудобрений из органических отходов основано на свойстве отходов выделять биогаз при разложении в анаэробных, т. е. безкислородных условиях. Этот процесс называется метановым сбраживанием и происходит в три этапа в результате разложения органических веществ двумя основными группами микроорганизмов – кислотными и метановыми [78].

Процесс производства биогаза может быть разделен на три стадии: гидролиз, окисление и образование метана. В этом сложном комплексе превращений участвует множество микроорганизмов, главными из которых являются метанобразующие бактерии.

В естественных условиях метанобразующие бактерии существуют при наличии анаэробных условий, например, под водой, в болотах. Они очень чувствительны к изменениям окружающей среды, поэтому от условий, которые создаются для жизнедеятельности метанобразующих бактерий, зависит интенсивность газовыделения.

Поддержание анаэробных условий в БГУ – непростая задача. Она практически не реализуема в условиях жилого дома, т. к. наличие моющих и дезинфицирующих средств убивает метаногенные бактерии и прекращает продуцирование биогаза. В то же время в сельской местности при наличии животноводческих хозяйств и артезианской воды вполне реально обеспечение эффективных условий для функционирования БГУ.

Жизнедеятельность метанобразующих бактерий возможна только при отсутствии кислорода в реакторе биогазовой установки, поэтому нужно следить за герметичностью реактора и отсутствием доступа в реактор кислорода.

Поддержка оптимальной температуры является одним из важнейших факторов процесса сбраживания. Для условий Уральского региона с высоким уровнем ГСОП (около 6000) поддержание температуры является основополагающим фактором для эффективности БГУ [79]. В природных условиях образование биогаза происходит при температурах от 0 °С до 97 °С [80], но с учетом оптимизации процесса переработки органических отходов для получения биогаза и биоудобрений выделяют три температурных режима:

– психрофильный с температурой до 20–25 °С;

– мезофильный с температурой от 25 °С до 40 °С;

– термофильный с температурой свыше 40 °С и до 56 °С.

Степень бактериологического производства метана увеличивается с увеличением температуры. Но, так как количество свободного аммиака тоже увеличивается с ростом температуры, процесс сбраживания может замедлиться. Биогазовые установки без подогрева реактора демонстрируют удовлетворительную производительность только при среднегодовой температуре около 20 °С или выше или когда средняя дневная температура достигает по меньшей мере

18 °С. При температурах в 20–28 °С производство газа непропорционально увеличивается. Если же температура биомассы менее 15 °С, выход газа будет так низок, что биогазовая установка без теплоизоляции и подогрева перестает быть экономически выгодной.

На основании эмпирических данных оптимальной температурой для мезофильного температурного режима является 34–37 °С, а для термофильного – 52–54 °С. Психофильный температурный режим соблюдается в установках без подогрева, в которых отсутствует контроль за температурой. Наиболее интенсивное выделение биогаза в психрофильном режиме происходит при 25 °С.

Недостатками термофильного разложения являются большое количество энергии, требуемое на подогрев сырья в реакторе, чувствительность процесса сбраживания к минимальным изменениям температуры и относительно низкое качество получаемых биоудобрений.

При мезофильном режиме сбраживания сохраняется высокий аминокислотный состав биоудобрений, но обеззараживание сырья не такое полное, как при термофильном режиме [81].

Для систем с непрерывной загрузкой среднее время сбраживания определяется отношением объема реактора к ежедневному объему загружаемого сырья. На практике время сбраживания сырья в реакторе выбирают в зависимости от температуры сбраживания и состава сырья в следующих интервалах:

– при психрофильном – от 30 до 40 и более суток;
– при мезофильном режиме – от 10 до 20 суток;
– при термофильном – от 5 до 10 суток.

Выбор времени сбраживания зависит также и от типа перерабатываемого сырья. Для следующих видов сырья, перерабатываемого в условиях мезофильного температурного режима, время, за которое выделяется наибольшая часть биогаза, равно примерно:

– жидкий навоз КРС: 10–15 дней;
– жидкий свиной навоз: 9–12дней;
– жидкий куриный помет: 10–15дней;
– навоз, смешанный с растительными отходами: 40–80 дней.

4.4.2.1. Выход биогаза из БГУ и содержание метана

Выход газа обычно подсчитывается в литрах или кубических метрах на килограмм сухого вещества, содержащегося в навозе. В табл. 4.18 показаны значения выхода биогаза на килограмм сухого вещества для разных видов сырья после 10–20 дней ферментации при мезофильном режиме сбраживания [81].

Для определения выхода биогаза из свежего сырья с помощью таблицы сначала нужно определить влажность свежего сырья. Для этого используют 1 кг свежего навоза, высушивают его и взвешивают сухой остаток. Влажность навоза в процентах можно подсчитать по формуле:

$$(1 - \text{ВВН})\ 100\ \%, \qquad (4.26)$$

где ВВН – вес высушенного навоза, кг.

Выход биогаза и содержание в нем метана при использовании разных типов сырья приведены в табл. 4.18.

Таблица 4.18

Выход биогаза и содержание метана в нем

Тип сырья (навоз животных)	Выход газа, м^3 на килограмм сухого вещества	Содержание метана, %
Навоз КРС	0,250–0,340	65
Свиной навоз	0,340–0,580	65–70
Птичий помет	0,310–0,620	60

Подсчитать, какое количество свежего навоза с определенной влажностью будет соответствовать 1 кг сухого вещества, можно следующим образом: от 100 отнимаем значение влажности навоза в процентах, а затем делим 100 на это значение.

Если известен вес суточного свежего навоза, то суточный выход биогаза будет примерно следующим:

– 1 тонна навоза КРС – 40–50 м^3 биогаза;

– 1 тонна свиного навоза – 70–80 м^3 биогаза;

– 1 тонна птичьего помета – 60–70 м^3 биогаза.

Необходимо помнить, что примерные значения приводятся для готового сырья влажностью 85 %–92 %.

Объемный вес биогаза составляет 1,2 кг на 1 м^3. Поэтому при подсчете количества получаемых удобрений необходимо вычитать его из количества перерабатываемого сырья. Для среднесуточной загрузки 55 кг сырья и дневном выходе биогаза 2,2–2,7 м^3 на голову КРС масса сырья уменьшится на 4–5 % в процессе переработки его в биогазовой установке.

4.4.3. Исследовательская биогазовая установка БГУ-1,5 УрФУ

Для исследования эффективности включения малой БГУ в состав КС ВИЭ были проведены эксперименты на реальной биогазовой установке, изготовленной по договору с ВИЭСХ (г. Москва) при научным руководстве доктора технических наук, профессора Ковалева А. А. БГУ-1,5 была установлена на полигоне ВИЭ в УрФУ (Екатеринбург) [82]. Первый пуск опытной биогазовой установки физическим объемом метантенка 1,5 м^3 был осуществлен в июле 2003 г. [83]. Исходное топливо – жидкий навоз КРС – доставлялся к биореактору из ЗАО «Тепличное» (г. Екатеринбург) в контейнерах емкостью по 50 л каждый и очищался от посторонних включений, в основном подстилочной соломы.

Первый качественный результат – относительно низкое давление газов на выходе – заставил проанализировать всю технологию подготовки субстрата, в результате чего влажность субстрата была понижена с 98 до 93–95 %. Для этого была осуществлена дополнительная загрузка 320 л исходного субстрата влажностью 55–60 %.

Комплексные исследования БГУ-1,5 УрФУ на полигоне ВИЭ кафедры АС и ВИЭ проводились в июле 2005 г [84]. Первоначальная загрузка «топлива» в БГУ-1,5 составила 80 л субстрата исходной влажностью 55–60 % и 1 м^3 воды. Установленный температурный уровень соответствовал мезофильному режиму метангенерации (35–37 ^{o}C) и поддерживался системой автоматики блока вспомогательных устройств БГУ [85].

Принципиальная схема БГУ-1,5 П УрФУ представлена на рис. 4.59.

На 5-й день эксперимента в БГУ начался существенный рост газовыделения. При первом выпуске газовой смеси давление в начальный момент составляло $0{,}2 \cdot 10^2$ мм вод. ст.

Эксперимент показал, что в течение 1 часа после закрытия газового крана давление восстанавливается и через 2,5 часа достигает $1{,}4 \cdot 10^2$ мм вод. ст., что фиксировалось по наружному манометру.

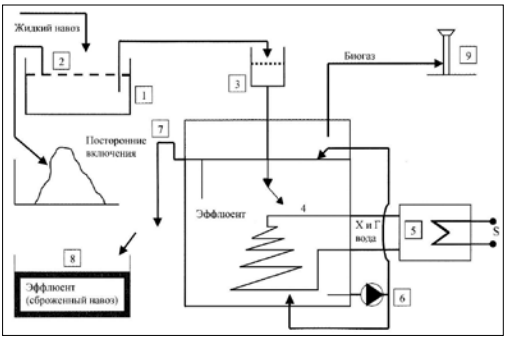


Рис. 4.59. Схема функционирования БГУ-1,5:
1 – емкость исходного жидкого навоза; 2 – решето удаления посторонних включений; 3 – система загрузки навоза; 4 – спиральный теплообменник; 5– электрокотел; 6 – система перемешивания; 7 – выгрузное устройство; 8 – сборник сброженного навоза; 9 – газовая горелка

На 8-е сутки после пуска был проведен качественный анализ состава генерируемого газа. Взятые с помощью газоанализатора пробы показали значительное содержание (до 75 %) CO_2, O_2 – 2 %, H_2S – 4 %. Указанный факт (высокое содержание углекислого газа в смеси) объясняет причину невозможности воспламенения газовой смеси при попытках ее поджечь.

Общий вид БГУ-1,5 П УрФУ представлен на рис. 4.60

Рис. 4.60. Общий вид БГУ-1,5 УрФУ
(На переднем плане – блок вспомогательных устройств с системой управления)

Кроме того, используемый для взятия пробы газоанализатор «Qvintox» с блоком управления и детектирования не был рассчитан на измерение содержания основного интересующего продукта – метана (CH_4) в составе смеси. Общая схема функционирования БГУ-1,5 УрФУ представлена на рис. 4.61.

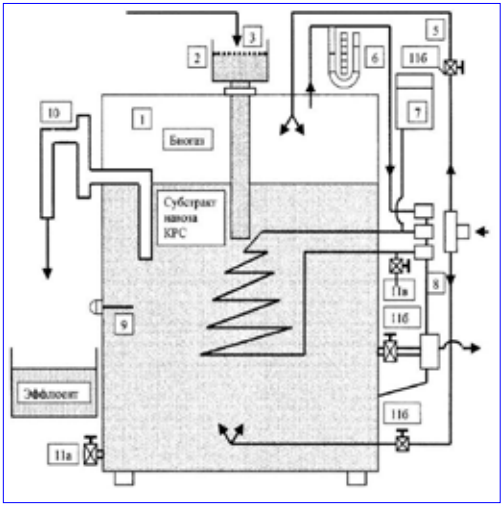


Рис. 4.61. Схема БГУ-1,5 УрФУ:
1 – метантенк; 2 – загрузочная воронка; 3 – фильтр-сито; 4 – спиральный теплообменник; 5 – система трубопроводов перемешивания; 6 – манометр; 7 – расширительный бак; 8 – разъемное устройство; 9 – датчик температуры; 10 – система трубопроводов удаления эффлюента; 11а – вентили опорожнения, перемешивания 11б и подпитки

Поддержание температурных параметров субстрата осуществлялось автоматикой блока вспомогательных устройств и соответствовало мезофильному режиму. Схема блока представлена на рис. 4.62.

Экспериментальная установка БГУ-1,5 УрФУ после первой загрузки в течение 5 дней находилась в режиме формирования метаногенной среды, т. е. роста и накопления бактерий, способных генерировать биогаз.

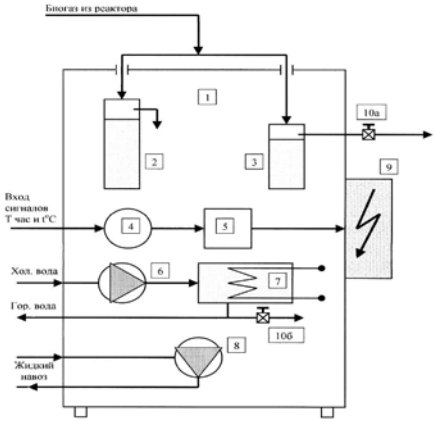


Рис. 4.62. Схема блока вспомогательных устройств БГУ-1,5 УрФУ:
1 – корпус блока; 2 – гидрозатвор биогаза; 3 – огнепреградитель; 4 – реле времени; 5 – тепловое реле; 6 – насос водяной; 7 – электрокотел

В этот период по наружному манометру наблюдалось весьма незначительное увеличение давления с метантенке. На 6-е сутки, когда обозначился значительный рост давления, была осуществлена попытка зажечь газовую смесь, оказавшаяся неудачной.

Анализ состава газовой смеси газоанализатором «Qvintox» (рис. 4.63) показал высокое содержание CO_2 (до 75 %), что, разумеется, обусловило отрицательный результат.

Данный газоанализатор не был предназначен для определения в составе газовой смеси содержания метана. Теоретические и практические данные Ковалева А. А., Панцхавы Е. С. и др. показывают, что состав генерируемого в метантенке газа представляет смесь 30–40 % CO_2, 60–65 % CH_4, до 3 % H_2S, по 1 % O_2 и H_2.

Рис. 4.63. Газоанализатор «Qvintox» с блоком управления и детектирования

Дальнейшие исследования проводились с использованием хроматографа (рис. 4.64) по стандартной методике определения компонентов газовой смеси.

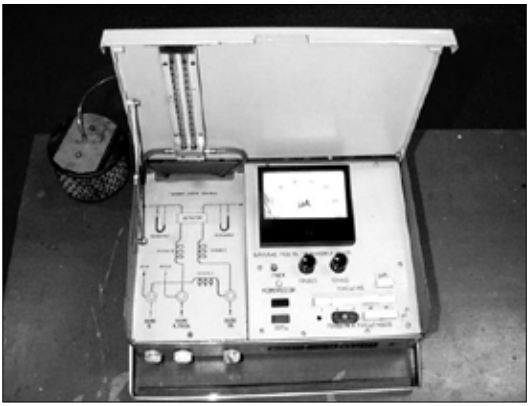


Рис. 4.64. Хроматограф – газоанализатор «Газохром 3101»

Забор проб газовой смеси шприцем осуществлялся из двух точек схемы газоснабжения БГУ: от газовой горелки 3 или от вентиля подачи биогаза 4. Схема газоснабжения представлена на рис. 4.65. Схема водоподачи и подогрева субстрата в БГУ – на рис. 4.66.

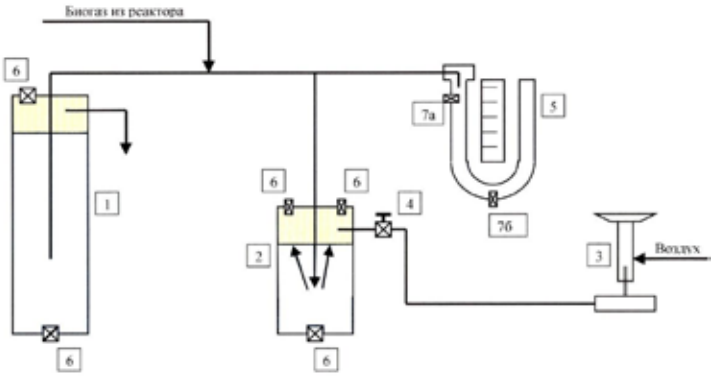


Рис.4.65. Схема газоснабжения из БГУ-1,5 П:
1 – гидрозатвор; 2 – огнепреградитель; 3 – газовая горелка;
4 – вентиль подачи биогаза; 5 – манометр;
6 – пробки для залива – 6а и слива – 6б воды из манометра

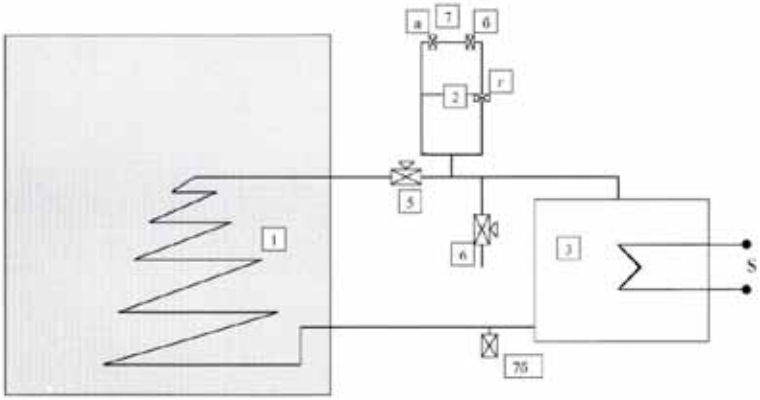


Рис. 4.66. Схема водо- и теплоснабжения БГУ-1,5 П:
1– спиральный теплообменник; 2 – бак для воды; 3 – электрокотел; 4 – насос; 5 – вентиль подачи воды; 6 – вентиль продувки; 7а– пробки для залива и 7б слива 7в – удаления воздуха , 7г – уровня

Биогазовая установка БГУ-1,5 УрФУ на полигоне ВИЭ позволила провести исследования метангенерации на субстратах местного «производства» в условиях, приближенных к реальным (на сельскохозяйственных комплексах).

Подтверждена возможность генерации биогаза в объемах, соответствующих физическим параметрам метантенка с производительностью, близкой к классическим показателям [74,76].

4.4.4. Применение БГУ в составе КС ВИЭ автономного объекта на примере объекта "Энергоэффективный дом"

В настоящее время на территории энергоэффективного дома функционирует экспериментальная биогазовая установка (см. рис. 4.67), основное назначение которой – утилизация и обеззараживание сбросных вод и отходов жизнедеятельности проживающих в доме жильцов.

Рис. 4.67. Монтаж БГУ на объекте «Энергоэффективный дом» в п. Растущий

БГУ имеет 4 ступени переработки субстрата и жидких отходов. Жидкие отходы утилизируются после прохождения БГУ в подземном поле фильтрации, расположенном на удалении 50 м от дома и на глубине от 3 до 4 м, обеспечивая постоянный сброс отфильтрованной воды.

Схема системы подачи сбросной воды в поле фильтрации представлена на рис. 4.68 и 4.69).

Рис. 4.68. БГУ для очистки отходов жизнедеятельности ЭЭД

Дренажное поле (поле подземной фильтрации) состоит из сети оросительных труб, укладываемых на глубину 3–4 м (в зависимости от глубины промерзания грунта), причем расстояние от лотка труб до уровня грунтовых вод предусмотрено не менее 1 м.

Схема взаимного расположения четырех секций БГУ для очистки показана на рис. 4.69. Схема утилизации сбросных вод объекта «Энергоэффективный дом» приведена на рис. 4.70.

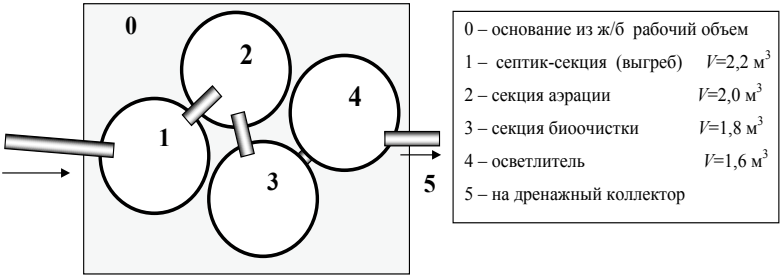


Рис. 4.69. Схема расположения модулей БГУ в плане

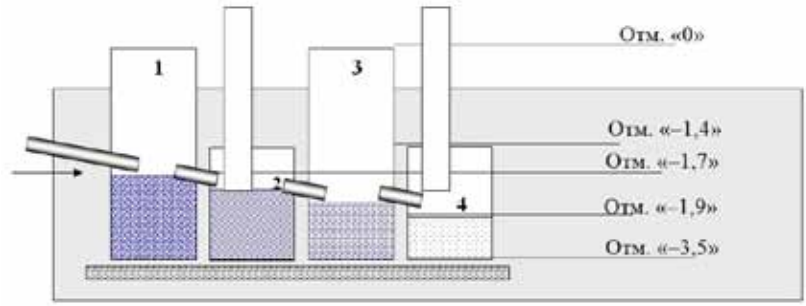


Рис. 4.70. Схема устройства секций БГУ
для утилизации сбросных вод в разрезе

Оросительные трубы проложены в виде ответвлений длиной 12,0 м от распределительного трубопровода. Распределительный трубопровод диаметром 100 мм проложен с уклоном 0,005. Оросительные и распределительные трубопроводы монтировались из асбестоцементных безнапорных труб.

В оросительных трубах диаметром 100 мм выполнялись отверстия диаметром 5 мм, направленные вниз под углом 60^0 к вертикали и располагаемые в шахматном порядке через 50 мм.

Под подающими трубами выполнялась подсыпка слоем 200 мм и шириной 250 мм из щебня, гравия или спекшегося шлака, при этом труба погружалась в подсыпку на половину диаметра.

Нагрузка в песчаном грунте на 1 м оросительных труб составляет 30 л/сут, в супесчаных грунтах – 15 л/сут.

Для выхода воздуха на концах оросительных труб предусмотрены стояки диаметром 100 мм, высота которых на 2000 мм выше планировочных отметок.

Расчет объема дренажного поля.

Дренажное поле, функционирующее на объекте «Энергоэффективный дом», несет двойную функциональную нагрузку: осуществляет дополнительную фильтрацию уже осветленных стоков и многократно (в 5 и более раз) увеличивает возможности по объемам сбрасываемых стоков.

Объем септика – 2,4 м^3

Полный рабочий объем очистного коллектора – 7,8 м^3

Общий объем коллектора – 11,9 м^3

Фильтрующие канавы дренажного поля – 4 ед.

Протяженность каждой канавы – 12 м

Глубина канавы – 2,7 м

Рабочая глубина канавы – 0,3 м

Рабочая ширина канавы – 0,5 м

Расстояние между канавами – 1,25 м

Рабочий объем одной канавы – 1,8 м^3

Рабочий объем дренажного поля – 9,0 м^3

Полный объем дренажного поля – 27,0 м^3

Использование БГУ для удаленного дома обуславливает энергетическую эффективность только в случае достаточно больших и постоянных объемов естественных отходов. На объекте «Энергоэффективный дом» достаточных объемов отходов для организации метангенерации нет, т. к отсутствует фермерское хозяйство, а количество семей – восемь (24 жителя).

В случае наличия рядом с жильем животноводческой фермы энергетический потенциал и эффективность БГУ могут быть рассчитаны и определен соответствующий объем метантенка. Он должен составлять, по разным оценкам, не менее 5–10 м^3/сут (по субстрату влажностью 65–70 %).

Важные зависимости выхода CH_4 и CO_2 от времени сбраживания (разовая загрузка) были получены в УрФУ на экспериментальной установке БГУ-1,5 и приведены на рис. 4.71.

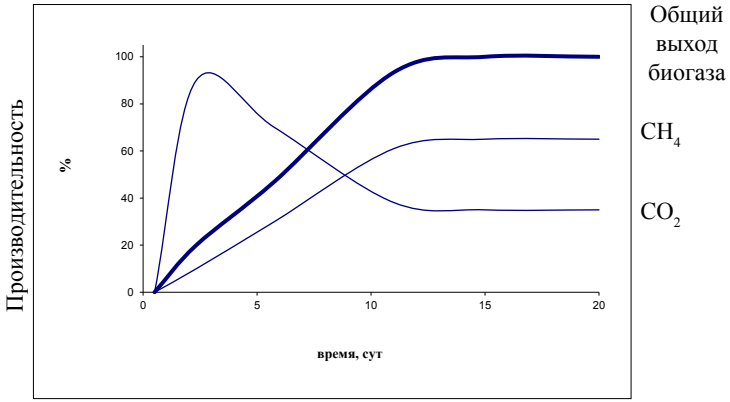


Рис. 4.71. Зависимость выхода CH_4, CO_2 от продолжительности сбраживания навоза и относительная производительность по биогазу

При первичной загрузке субстрата можно наблюдать интенсивный рост выработки углекислого газа в первые 5 суток и незначительный – метана. С течением времени, приблизительно на 10-е сутки, начинается выработка биогаза (до уровня CH_4 – 65 %, CO_2 – 35 %), установка выходит на режим – 100-процентную производительность.

4.4.4.1. Зависимость выхода биогаза от влажности субстрата

В ходе исследований эффективности метангенерации БГУ был проведен эксперимент по определению зависимости выхода биогаза от влажности субстрата. Свежий субстрат завозился со Свердловского сельскохозяйственного комплекса КРС «Тепличное» и подвергался очистке от включений (солома). Исходный субстрат навоза КРС влажностью 80 % загружался в пластиковые контейнеры емкостью 1,5 литра (см. рис. 4.72).

Всего в эксперименте использовалось 5 микроконтейнеров по 0,5 л субстрата в каждом.

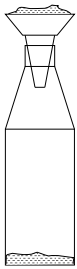


Рис. 4.72. Загрузка субстрата

В каждый контейнер добавлялось определенное количество воды, не содержащей хлора и других химических веществ, убивающих микрофлору.

Объем добавляемой воды в каждый контейнер составлял 0; 0,15; 0,3; 0,5; 0,7 л.

Влажность в каждом контейнере рассчитывалась по формуле:

$$W = \frac{100 \cdot в + e \cdot W_e}{B}, \qquad (4.27)$$

где $в$ – количество добавленной воды, л;

e = 0,5 л – количество исходного субстрата;

W_e = 80 % – влажность исходного субстрата;

$B = в + e$ – общий объем конечного субстрата, л.

Используя выражение (4.45), получим в исследуемых объемах контейнеров влажность соответственно: 80 %; 85 %; 88 %; 90 %; 92%.

Сверху на каждый контейнер «одевался» полиэтиленовый пакет, который герметично крепился к горловине контейнера (см. рис. 4.73).

Все 5 контейнеров находились в идентичных условиях и обеспечивались небольшим подогревом с помощью газовой печи. Температура поддерживалась на уровне 35 °С (мезофильный режим).

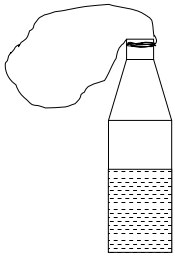


Рис. 4.73. Емкость с герметично прикрепленным пакетом

Фото иллюстрации качественного эксперимента представлено на рис. 4.74.

Рис. 4.74. Иллюстрация опыта по скорости метангенерации в зависимости от влажности субстрата
(Контейнер № 1 – влажность 80 %; № 2 – 85 %; № 3 – 88 %; № 4 – 90 %; № 5 – 92 %)

В ходе проведенного опыта было установлено, что существенное газовыделение во всех контейнерах началось на 5-е сутки (начало вздутия), причем в первое время наиболее интенсивное газовыделение происходило в контейнере с наименьшей влажностью (контейнер № 1, рис. 4.74). На 10-е сутки резко возросло газовыделение в контейнере № 2, на 11-е сутки – в контейнере № 3. В контейнерах № 4 и № 5 газовыделение было крайне слабым (на уровне ошибки эксперимента).

Начиная с 15-х суток изменение объема во всех контейнерах не наблюдалось, что свидетельствовало о значительном снижении газовыделения.

Результаты эксперимента приведены на рис. 4.75.

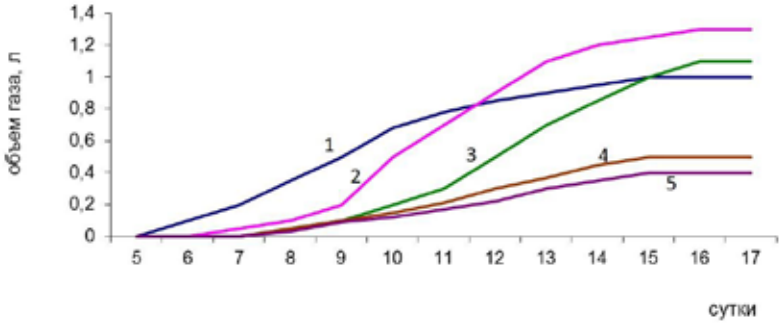


Рис. 4.75. Зависимость выхода биогаза от влажности субстрата
(1, 2, 3, 4, 5 – соответственно влажность 80 %, 85 %, 88 %, 90 %, 92 %)

В ходе эксперимента было установлено, что наиболее интенсивное газоотделение при созданных условиях происходило в контейнере № 2 (влажность 85 %).

Резкое выделение биогаза в контейнере № 1 в первое время объясняется высокой концентрацией органического вещества, а преждевременное замедление – недостаточным содержанием влаги – среды для размножения бактерий.

Слабое газоотделение в контейнерах № 4 и № 5 объясняется низкой концентрацией органического вещества.

Таким образом, были получены качественные результаты, подтверждающие инстенсивность метангенерации в зависимости от влажности, температурного режима и концентрации органического вещества в субстрате.

4.4.5. Использование БГУ в составе КС ВИЭ

Биогазовые установки экономически оправданы лишь при соблюдении определенных условий. Основным условием экономической эффективности БГУ является объем суточного выхода отходов (помета), который, в свою очередь, зависит от поголовья животноводческого хозяйства.

С точки зрения рассмотренной в главе 3 математической модели, как уже отмечалось выше, БГУ является безрисковым источником энергии, т. к. наличие животноводческой фермы служит постоянным источником топлива в виде отходов жизнедеятельности животных. Поэтому какие-либо стохастические параметры в базу данных «АРК-ВИЭ» (для расчета комплексной системы энергообеспечения) заносить не предусматривается. Подобные хозяйства могут обеспечить покрытие основных энергетических собственных нужд производства за счет отходов поголовья своих ферм.

Небольшие фермерские животноводческие предприятия (менее 25 голов КРС) в условиях высоких значений ГСОП не могут по критериям экономической эффективности позволить себе приобретение и эксплуатацию БГУ без поддержки со стороны государства. Последняя со временем может появиться в результате волевого административного решения при условии создания в стране рынка биореакторных удобрений, чего в настоящее время в России нет. Однако, КС ВИЭ с использованием БГУ могут применяться уже сейчас. На рис. 4.76 представлен пример экранного меню с расчетом КС ВИЭ при наличии в его составе БГУ.

Рис. 4.76. Пример экранного меню
и расчета оптимальной сикстет-s КС ВИЭ,
включающей БГУ (ДГ+ВЭУ+ФЭП+СК+мГЭС+БГУ)

Наличие животноводческой фермы может позволить отказаться от бензинового ДГ. На рис. 4.77 представлен график экспериментальных данных и расчетных характеристик КС ВИЭ с использованием БГУ при отсутствии ДГ.

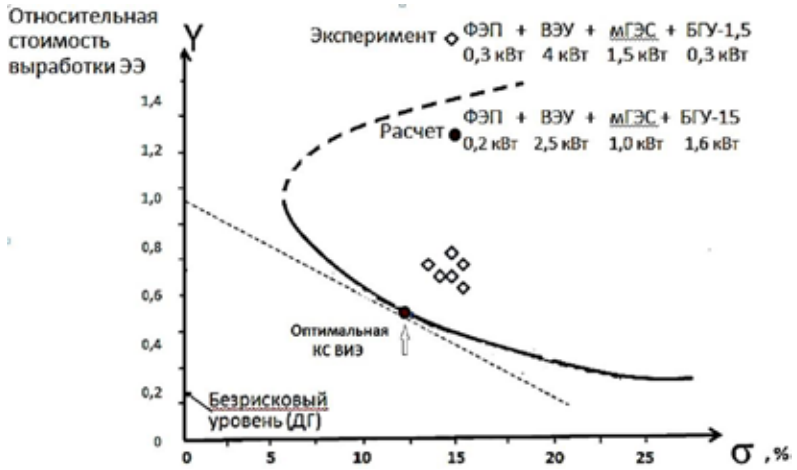


Рис. 4.77. Экспериментальные (с БГУ) и расчетные значения оптимальной КС ВИЭ с применением биогазовой установки

Из графика видно, что для эффективного использования БГУ в составе данного кватро-КС ВИЭ необходим объем метангенерации, обеспечивающий мощность газогенератора на уровне 1,6 кВт (э). Для этого фермерское хозяйство должно иметь 25–30 голов КРС и соответствующий объем метантенка.

4.5. Применение теплового насоса в составе КС ВИЭ на автономном объекте

Тепловые насосы получают все большее распространение во многих странах мира [87]. Их преимущества по сравнению с классическими теплогенерирующими устройствами можно охарактеризовать кратко: безопасность, надежность, энергетическая эффективность [88].

Теплонасосное обеспечение в России пока еще не имеет широкого распространения из-за относительно низких цен на первичные (органические) энергоносители и, зачастую, недостаточной конку-

рентоспособности ТН по сравнению с газовыми централизованными котельными.

Однако, для удаленных объектов, не имеющих централизованного отопления, применение ТН уже сейчас имеет широкие перспективы.

Теплонасосное энергообеспечение объекта «Энергоэффективный дом» фактически было реализовано после поставки (2011 г.) и подключения (июль 2013 г.) теплового насоса (ТН) «Vaillant-5.5» в составе энергокомплекса на основе ВИЭ в квартире № 1. Задержка по времени была обусловлена необходимостью устройства скважины низкопотенциального тепла (грунта, воды) и соответствующего объема финансовых средств.

Использование теплового насоса в составе КС ВИЭ, с учетом рассмотренной математической модели в главе 3, относится к безрисковому способу получения тепла ввиду отсутствия воздействия природных стохастических факторов при условии использования в качестве низкопотенциального источника тепла – грунта, имеющего на глубине 10 и более метров (до 100 м) постоянную температуру 7 ^{0}С.

Цель данного раздела 4-й главы – рассмотреть возможность использования низкопотенциальных источников (НПИ) тепла и исследовать эффективность ТН в составе КС ВИЭ в условиях высоких значений ГСОП для удаленного децентрализованного объекта «Энергоэффективный дом».

В качестве НПИ для ТН могут выступать грунт, вода рек, морей или искусственных водоемов, воздух, отходы животноводческих ферм и сбросные сточные воды [89].

При горизонтальной укладке коллектора НПИ теплосъем для грунтов зависит от качества почвы и находится в диапазоне от 10 до 40 Вт/м^2 при расстоянии прокладки от 0,5 до 1 м и глубине прокладки от 1,2 до 1,5 м. Чтобы использовать почву в качестве источника тепла, в ней прокладываются пластиковые трубопроводы-змеевики (грунтовые коллекторы), по которым циркулирует теплоноситель. Используемый теплоноситель должен обладать достаточной стойкостью против замерзания. Кроме того, при возможной разгерметизации не должно возникать опасности для подземных вод. Например, теплоноситель Antifrogen N, который был специаль-

но разработан для переноса тепла и защиты от коррозии в системах тепловых насосов.

Известны разные схемы раскладки трубы: петля, змейка, зигзаг, плоские и винтовые спирали разных форм и т. п. Выбор определяется теплопроводностью грунта и геометрией участка.

В среднем 1 м^2 поверхности грунта может обеспечить «поставку» 10–35 Вт мощности. Длину трубы в одной петле, причем цельной, без разъемов, стремятся ограничить (не более 600 м), иначе заметно увеличивается расход энергии на циркуляционном насосе. Если нужна большая мощность, делают несколько петель. Главное достоинство грунтовых коллекторов – универсальность и относительная простота монтажа.

Недостаток – большая потребная площадь под коллектор – 25–50 м^2 на 1 кВт мощности (причем площадку можно использовать только под газон или однолетние цветы). Температура слоя грунта вокруг труб постепенно снижается, и тем сильнее, чем выше производительность теплового насоса. Она может опускаться ниже нуля, а массив даже промерзать. Поэтому главная задача – сделать коллектор так, чтобы грунт успевал за лето восстановиться и при этом продолжал поставлять энергию для подготовки горячей воды.

4.5.1. Выбор схемы применения ТН для автономного объекта (на примере объекта "Энергоэффективный дом")

Обоснование параметров системы автономного теплоснабжения сельского дома с использованием возобновляемых источников энергии подробно описано в работе [90] и базируется на ТН в системе «воздух-воздух». Применение в качестве низкопотенциального источника воздуха оправдано для южных районов, однако на большей территории России невозможно по причине высокого уровня ГСОП и низких температур в течение 200 и более суток в году.

Расположение проектируемых грунтовых зондов для теплового насоса на объекте «Энергоэффективный дом» учитывает указанный недостаток и было выполнено по схеме, приведенной на рис. 4.78.

Для расчета параметров и выбора характеристик будущего теплового насоса были проведены исследования тепловых нагрузок по каждой квартире объекта «Энергоэффективный дом» (глава 2).

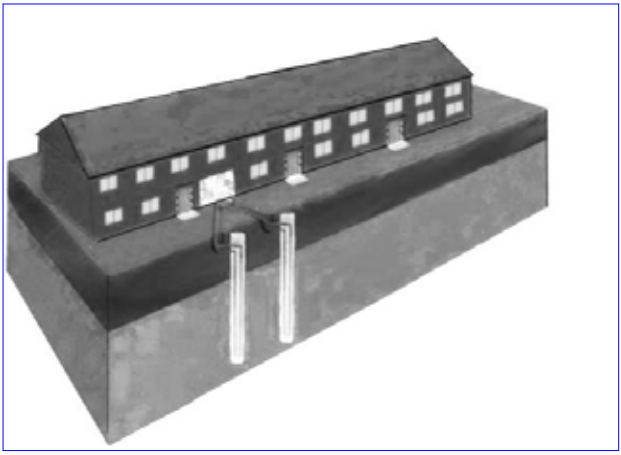


Рис. 4.78. Разрез по линии размещения вертикальных испарительных каналов теплонасосной установки на объекте «Энергоэффективный дом» в п. Растущий

График тепловой нагрузки одной квартиры на объекте «Энергоэффективный дом» по месяцам года представлен на рис. 4.79.

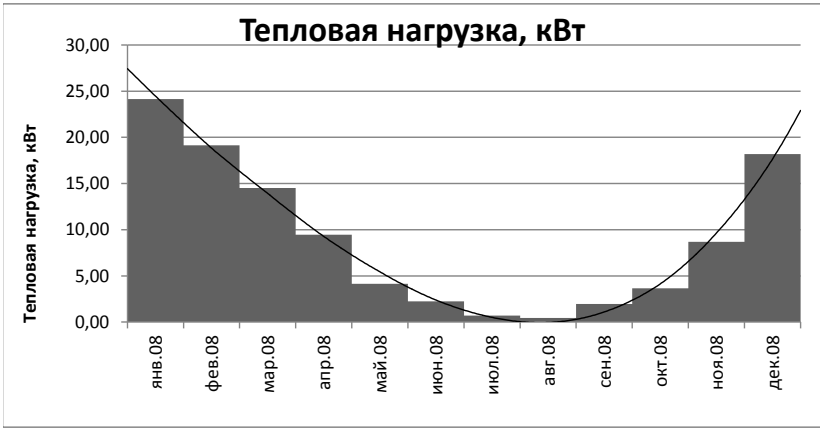


Рис. 4.79. График тепловой нагрузки одной квартиры на объекте «Энергоэффективный дом» по месяцам

График тепловой нагрузки одной квартиры на объекте «Энергоэффективный дом» по продолжительности в течение года представлен на рис. 4.80.

Рис. 4.80. График тепловой нагрузки одной квартиры на объекте «Энергоффективный дом» по продолжительности (или по месяцам)

На основании полученных данных и представленных графиков были проведены анализ, расчет и выбор тепловой схемы, а также схема подключения оборудования ТН.

4.5.1.1. Выбор мощностной схемы ТН для объекта "Энергоэффективный дом"

Выбор мощностной схемы подразумевает применение определенных энергетических систем, оптимизированных по мощности и количеству.

По итогам расчета теплопотребления необходимая тепловая мощность для всего объекта «Энергоэффективный дом» составила 160 кВт. В связи с этим рассматривались различные варианты с установкой теплового насоса единичной мощностью 160 кВт, двух ТН по 80 кВт, а также 8 ТН по 24 кВт (для каждой квартиры отдельно). Выбор отптимального варианта – задача специалиста.

4.5.1.2. Вариант индивидуальных тепловых насосов для каждой квартиры

Такая система отопления разработана и в настоящее время уже внедрена на объекте «Энергоэффективный дом» [95]. Она является практичной, поскольку ее можно реализовывать поэтапно, не затрачивая сразу большое количество денежных средств и времени [96]. Основное преимущество системы заключается в том, что при выходе из строя теплового насоса одной квартиры теплоснабжение остальных квартир не нарушается.

4.5.2. Тепловой насос в составе КС ВИЭ автономного объекта (на примере объекта "Энергоэффективный дом")

Использование теплового насоса в составе КС ВИЭ, с учетом рассмотренной математической модели в главе 3, относится к безрисковому способу получения тепла ввиду отсутствия воздействия природных стохастических факторов при условии использования в качестве низкопотенциального источника тепла – грунта, имеющего на глубине 10 и более метров (до 100 м) постоянную температуру 7 ^{0}С. Функционирование ТН зависит только от наличия привода для компрессора, а эффективность – от температуры используемого низкопотенциального источника (грунта, водоема, воздуха, сбросных вод) .

Сравнительный график расходов на эксплуатацию отопительных установок для дома представлен на рис. 4.81.

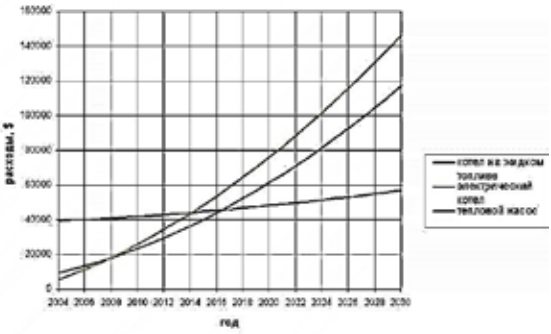


Рис. 4.81. Расходы на эксплуатацию отопительных установок с учетом первоначальнных капиталовложений (мощность ТН 24 кВт)

Тепловой насос не имеет топливной составляющей и затрачивает электроэнергии в 3–4 раза меньше, чем эл. котел, вследствие чего прямые эксплуатационные расходы на ТН меньше [96].

На рис. 4.82 приведено фото монтажа скважных грунтовых зондов для теплового насоса объекта «Энергоэффективный дом». Работы по монтажу проводились в июне 2013 г. специализированной организацией из г. Ижевска. Тепловой насос в составе КС ВИЭ квартиры № 1 объекта «Энергоэффективный дом» был пущен в эксплуатацию в июле 2013 г.

Рис. 4.82. Фрагмент монтажа скважных зондов теплового насоса для квартиры № 1 объекта «Энергоэффективный дом» (sp-КС ВИЭ)

Графическая интерпретация экспериментальных данных [97] и расчетных показателей КС ВИЭ с использованием ТН представлена на рис. 4.83.

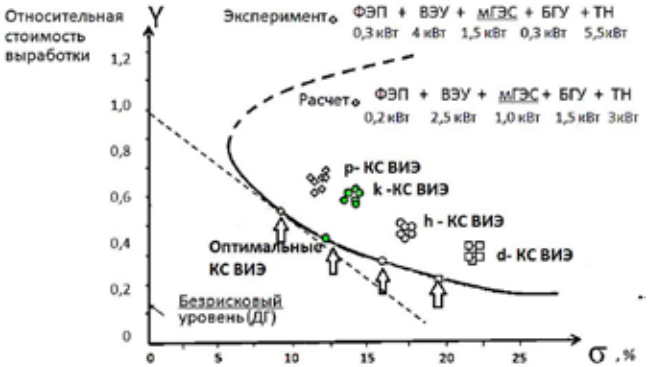


Рис. 4.83. Графическая интерпретация экспериментальных и расчетных КС ВИЭ

Из графика следует, что экспериментальные данные по КС ВИЭ во всех случаях, в т. ч. с применением теплового насоса, имели худшие по относительной стоимости выработки энергии показатели по сравнению с расчетными. Это обусловлено тем, что оптимизация по составу и мощности оборудования ВИЭ на объекте не проводилась ввиду отсутствия на тот момент времени приводимой в данной монографии методологии, соответствующего алгоритма расчета и программы расчета оптимальной КС ВИЭ «АРК-ВИЭ».

На рис. 4.84 представлен пример экранного меню расчета КС ВИЭ с использованием теплового насоса.

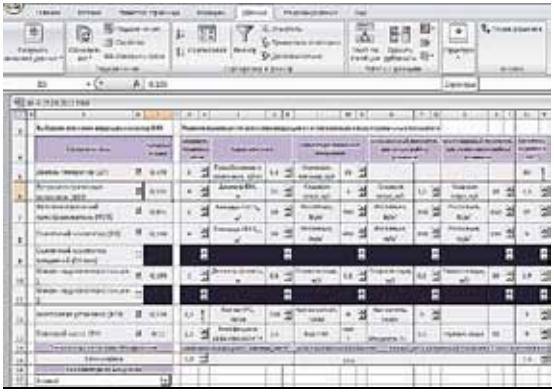


Рис. 4.84. Пример экранного меню и расчета sp-КС ВИЭ с применением ТН (ДГ+ВЭУ+ФЭП+СК+мГЭС+БГУ+ТН)

Значения оптимальных долей установленной мощности каждого вида оборудования приведены для конкретной территории с использованием статистических данных актинометрических характеристик и скоростей ветра. Соответственно, в другом районе с другими статистическими характеристиками (по скорости ветра, инсоляции, температурным параметрам) соотношения оптимальных установленных мощностей оборудования будут другие [98].

4.5.3. Рекомендации по использованию ТН в составе КС ВИЭ

1. В составе КС ВИЭ тепловой насос может рассматриваться как безрисковый источник только при условии обеспечения подачи энергии на привод компрессора. Последнее обстоятельство, в слу-

чае отказа централизованного источника энергии, делает ТН «рисковым» источником тепловой энергии, зависящим от выработки электроэнергии всей КС ВИЭ.

2. Тепловой насос может быть эффективно использован в составе КС ВИЭ с другими видами возобновляемых источников энергии: ВЭУ, ФЭП, СК, мГЭС и в параллели со штатным газовым котлом.

3. Скважины с грунтовыми зондами для использования низкопотенциального тепла в летнее время могут «реабилитироваться», выполняя функцию конденсатора для сброса тепла от теплового насоса, переведенного (используя реверсивную функцию) в режим кондиционера.

4. В пики солнечной энергии фотоэлектрические преобразователи в составе КС ВИЭ могут направлять все излишки энергии на компрессор ТН для функционирования «бесплатной» системы кондиционирования.

5. Часть электроэнергии, вырабатываемой КС ВИЭ, может быть подана на привод компрессора ТН, что существенно повышает устойчивость и надежность теплоснабжения удаленного автономного объекта.

6. Использование индивидуального ТН в составе КС ВИЭ в летний период в значительной степени снимает вопрос ГВС квартиры, где он установлен.

7. В зимний период применение ТН для нужд отопления через подачу теплоносителя в теплый пол «закрывает» базовую нагрузку по теплу до наружной температуры минус 10–15 ^{0}С. Пиковая нагрузка должна покрываться дополнительным источником тепла (резервным электро- или газовым котлом) или увеличением установленной мощности индивидуального ТН.

8. Экономическая целесообразность теплоснабжения с использованием ТН будет возрастать по мере роста тарифов на электроэнергию и цены органических ресурсов.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Возобновляемая энергетика начала свое поступательное движение в последней четверти прошлого века. Для специалистов безусловна бесконечность источников возобновляемой энергетики и конечность органических.

Технологическое продвижение цивилизации идет по пути интегрирования различных систем, снижения массогабаритных характеристик, повышения надежности и автономности, создания гибридов, использования композитных материалов и снижения удельного энергопотребления.

В этой связи использование комплексных систем энергоснабжения на основе ВИЭ на территории Российской Федерации может определить новый подход к внедрению оборудования возобновляемой энергетики и в мире, позволит заказчику или потребителю выбирать наиболее целесообразную КС ВИЭ для удаленных децентрализованных районов, оптимизировать ее по составу и мощности, что в свою очередь приведет к повышению надежности энергообеспечения, снижению суммарных затрат и в целом – к росту энергетической эффективности.

Разработанная методология применения КС ВИЭ позволяет определять для конкретных территорий оптимальный состав и установленную мощность каждого вида оборудования.

Созданный алгоритм расчета эффективных КС ВИЭ позволяет применить предложенную математическую модель для любой территории, по которой имеются достоверные статистические актинометрические и ветровые характеристики за относительно большой временной промежуток наблюдений.

Нетрадиционные и возобновляемые источники энергии, ввиду неизбежности удорожания и исчерпания органических ресурсов, а в перспективе и ядерных материалов для функционирования атомной энергетики – стратегическое будущее человечества. Каждое исследование или эксперимент в направлении развития ВИЭ приближают к более эффективному их использованию.

В рассмотренном комплексном подходе, как и во многом, что отличает специфику России, заключена потенциальная возможность ускорения внедрения ВИЭ там, где это уже сегодня необходимо.

Автор надеется, что методология и алгоритмы расчета оптимальной КС ВИЭ, приведенные в монографии, могут послужить значительному повышению мотивации для внедрения возобновляемых источников энергии на удаленных децентрализованных территориях, на объектах Министерств обороны, в полевых госпиталях, при чрезвычайных ситуациях, в муниципальных службах ЖКХ и частных хозяйствах.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Безруких П. П. Состояние и перспективы развития возобновляемых источников энергии в России / П. П. Безруких, Д. С. Стребков // Малая энергетика. М. : ОАО «НИИЭС», 2008. № 4–5.

2. Энергетическая стратегия России на период до 2030 года / Распоряжение Правительства РФ от 13 ноября 2009 г. № 1715-р.

3. Купершток В. Л. Сумма внутренних связей как критерий качества классификации / В. Л. Купершток, Б. Г. Миркин // Автоматика и телемеханика. 1976. № 3. С. 91–100.

4. Смирнов Е. С. Таксономический анализ / Е. С. Смирнов. М.: МГУ, 1969. 97 с.

5. Лбов Г. С. Группировка объектов в пространстве разнотипных переменных / Г. С. Лбов, Т. М. Пестунова // Анализ нечисловой информации в социологических исследованиях. М.: Наука, 1985. С. 141–149.

6. Ширяев В. И. Модели финансовых рынков: Оптимальные портфели, управление финансами и рисками: учебное пособие / В. И. Ширяев. 2-е изд. М.: Книжный дом «ЛИБРОКОМ», 2009. 216 с.

7. Безруких П. П. Возобновляемая энергетика: стратегия, ресурсы, технология / П. П. Безруких, Д. С. Стребков. М.: ВИЭСХ, 2005. 263 с.

8. Global Wind 2010 Report. WWEA-Global Wind Energy Counil. Brussels, 2011.

9. Стребков Д. С. Практические рекомендации по определению удельных показателей энергозатрат и потребностей в топливно-энергетических ресурсах / Д. С. Стребков. М. : ВИЭСХ, 2008. 96 с.

10. Стребков Д. С. Возможность передачи электрической энергии без металлических проводов / Д. С. Стребков // Доклады РАСХН. 2002. № 1. С. 47–50.

11. Справочник по ресурсам ВИЭ России и местным видам топлива / П. П. Безруких [и др.] М.: ИАЦ Энергия, 2007. 397 с.

12. Климатические факторы возобновляемых источников энергии / В. В. Елистратов, Е. М. Акентьева, М. М. Борисенко, Н. В. Кобышева, Г. И. Сидоренко, В. В. Стадник. СПб.: Наука, 2010. 235 с.

13. Оценки ресурсов возобновляемых источников в России / Ю. С. Васильев, П. П. Безруких, В. В. Елистратов, Г. И. Сидоренко. СПб.: Изд.-во Политех. университета, 2009. 251 с.

14. Виссарионов В. И. Методика расчета энергетического комплекса для тепло- и электроснабжения автономного потребителя на базе возобновляемых источников энергии / В. И. Виссарионов, А. Н. Дорошин // Вестник МЭИ. 2012. № 5. С. 52–58.

15. Дорошин А. Н. Многофакторный анализ эффективности энергокомплексов на основе возобновляемых источников энергии для энергообеспечения автономного потребителя / А. Н. Дорошин, В. И. Виссарионов, Н. К. Малинин // Вестник МЭИ. 2011. № 2. С. 45–53.

16. Бутузов В. А. Гелиоустановки Краснодарского края / В. А. Бутузов, Е. В. Брянцева, И. С. Гнатюк // Промышленная энергетика. 2011. № 7. С. 45–47.

17. Бутузов В. А. Повышение эффективности систем теплоснабжения на основе возобновляемых источников энергии: дис. на соискание ученой степени д-ра техн. наук / В. А. Бутузов. М.: ВИЭСХ, 2004. 297 с.

18. Велькин В. И. Опыт использования вакуумных солнечных коллекторов для многоэтажного дома в мегаполисе / В. И. Велькин, В. Ю. Данилов // Альтернативная энергетика и экология. Саров, 2012. № 11. С. 24–27.

19. Попель О. С. Исследование и разработка систем энергоснабжения с использованием возобновляемых источников энергии: дис. на соискание ученой степени д-ра техн. наук / О. С. Попель. М., 2007. 314 с.

20. Калашян М. С. Экспериментальный жилой дом с системой солнечного теплоснабжения в пос. Мерцаван Арм. ССР / М. С. Калашян, О. С. Попель, Э. Э. Шпильрайн // Гелиотехника. 1986. № 3. С. 66–71.

21. Калашян М. С. Результаты испытаний системы солнечных коллекторов на экспериментальном жилом доме / М. С. Калашян, О. С. Попель, С. Е. Фрид // Гелиотехника. 1986. № 4. С. 69–73.

22. Калашян М. С. Результаты длительной эксплуатации и технико-экономические показатели системы солнечного теплоснабжения индивидуального жилого дома / М. С. Калашян, О. С. Попель, Э. Э. Шпильрайн // Теплоэнергетика. 1987. № 9. С. 30–33.

23. Сидельников А. И. Разработка методики технико-экономического обоснования структуры и параметров энергокомплекса на базе возобновляемых источников энергии: дис. на соискание ученой степени канд. техн. наук / А. И. Сидельников. М., 2003. 121 с.

24. Сидельников А. И. Результаты компьютерного моделирования совместной работы ВЭС, СЭС и ГЭС в составе энергокомплекса и на локального потребителя / А. И. Сидельников // XI Международная научно-техническая конференция студентов и аспирантов «Радиоэлектроника, электротехника и энергетика»: тез. докл. М.: МЭИ, 2003. С. 333–334.

25. Бреусов В. П. Потенциал возобновляемых источников энергии в Казахстане / В. П. Бреусов, Д. А. Кариев, М. А. Ташимбетов // Возобновляемая энергетика-2003: состояние, проблемы, перспективы: сб. докладов межд. научн.-практ. конф. СПб.: Изд-во СПбГТТУ, 2003. 616 с. (С. 458–464).

26. Бреусов В. П. Комбинированное использование возобновляемых источников энергии – рациональное направление энергоресурсосберегающей политики в республике Казахстан / В. П. Бреусов, М. А. Ташимбетов // Промышленная энергетика. М., 2004. № 11. С. 53–55.

27. Шерьязов С. К. Выбор рационального сочетания традиционных и возобновляемых энергоресурсов в системе энергоснабжения сельскохозяйственных потребителей (на примере Челябинской области) / С. К. Шерьязов. Челябинск, 2010. 40 с.

28. Шерьязов С. К. Возобновляемые источники в системе энергоснабжения сельскохозяйственных потребителей: монография / С. К. Шерьязов. Челябинск: ЧГАУ, 2008. 300 с.

29. Об опыте Свердловской области по внедрению возобновляемых источников энергии / В. П. Штагер, С. Е. Щеклеин, В. И. Велькин, Г. В. Тягунов // Энергетика региона. Екатеринбург, 2003. № 3. С. 58–61.

30. Опыт УГТУ по реализации проекта энергообеспечения удаленного объекта нетрадиционными и возобновляемыми источниками энергии / С. Е. Щеклеин, В. И. Велькин, Г. В. Тягунов // Тезисы докладов отчетной конференции по программе «Топливо и энергетика». М.: МЭИ, 2001. С. 93–96.

31. Лапин Ю. Н. Энергоэффективные здания для села из местных строительных материалов / Ю. Н. Лапин // Научные труды ВИЭСХ. М.: ВИЭСХ, 2004. Т. 90. С. 121–127.

32. DIN EN 13187-1999 Thermal performance of buildings – Qualitative detection of thermal irregularities in building envelopes – Infrared method (ISO 6781:1983, modified); German version EN 13187:1998.

33. СНиП 23-02-2003 Тепловая защита зданий / Постановление Госстроя России от 26.06.2003. №113. М., 2011.

34. СНиП II-3-79* Строительная теплотехника / Постановление Минстроя России. М., 1995.

35. ТСН 23-301-2004. Энергетическая эффективность жилых и общественных зданий. Нормы по энергопотреблению и теплозащите / НИИ строительной физики РААСН. М., 2004.

36. СП 23-101-2004. Проектирование тепловой защиты зданий / НИИ строительной физики РААСН. М., 2004.

37. Knight F. Risk, Uncertainty and Profits / Knight F. L., 1921. 118 p.

38. Бендат Дж. Измерение и анализ случайных процессов: Дж. Бендат. М.: Изд.-во «Мир»,1974. 464 с.

39. Markowitz H. M. Portfolio selection / Markowitz H. M., Journal of Finance, 1952. 7(1). 77–91.

40. Tobin J. The Teory of Portfolio Selection / J. Tobin // F. H. Hahn and F. R. P. Brechling (eds). The Teory of Interest Rate. London: Macmillan, 1965. P. 3–51.

41. RETScreen International: Results and Impacts 1996–2012 / G. J. Leng, A. Monarque, S. Graham, S. Higgins & H. Cleghorn Minister of Natural Resources Canada, 2004, P. 151–154. http://www.retscreen.net/ang/impact.php.

42. Lambert T. Micropower system modeling with HOMER, in Integration of Alternative Sources of Energy, FA Farret and MG Simões / T. Lambert, P. Gilman & P. Lilienthal, Wiley-IEEE Press, 2006. P. 379–418.

43. Skelion: A solar energy design plugin for SketchUp, December, 2011. http://skelion.com/

44. Software for planning PV plants, SUNNY DESIGN 2.20, User Manual, 2004. http://www.sma.de/en/products/plant-planning/sunny-design.html.

45. Свидетельство о Гос. регистрации программы для ЭВМ № 2013613097. Программа автоматизированного расчета кластера ВИЭ «АРК-ВИЭ» / В. И. Велькин, М. И. Логинов, Е. В. Чернобай. Зарегистрировано в реестре программ для ЭВМ 25 марта 2013 г.

46. Безруких П. П. Концепция использования ветровой энергии в России // Комитет Российского Союза научных и инженерных общественных организаций по использованию ВИЭ в России. СПб.: Наука, 2002. 128 с.

47. Николаев В. Г. Современные технологические и экономические возможности создания крупномасштабной отрасли ВЭ в электроэнергетике РФ / В. Г. Николаев, С. В. Ганага // Доклады Международной конференции «Russia Power». М., 2007. С. 18–21.

48. Николаев В. Г. Потенциал и перспективы развития ВИЭ в России / В. Г. Николаев // Экология и жизнь. М., 2009. № 9. С. 21–30.

49. Система управления ветроэнергетической установкой / В. И. Велькин, В. В. Симоконь, С. Е. Щеклеин, С. А. Егоренко // Симпозиума «Безопасность биосферы»: межвузовский сборник. Екатеринбург, 1999. С. 49–50.

50. Велькин В. И. Исследования характеристик генераторов для низкоскоростных ветроустановок / В. И. Велькин, С. Е. Щеклеин, В. В. Симоконь // Симпозиум «Безопасность биосферы». Екатеринбург, 1999. С. 82–83.

51. Инновационная ветроэнергетическая установка «Кардэя» для широкого диапазона скоростей ветра / А. И. Якимов, Ю. А. Якимов, В. И. Велькин, С. Е. Щеклеин // «Энергетика XXI века. Технологии, экономика, подготовка кадров»: сб. научных публикаций УрФУ. Екатеринбург, 2011. С. 16.

52. Разработка конструкции роторно-лепестковой ВЭУ с тихоходным безредукторным генератором / В. И. Велькин, В. А. Дмитриевский, В. А. Прахт, А. И. Якимов, Ю. А. Якимов // Альтернативная энергетика и экология. 2012. № 3. С. 71–74.

53. Стребков Д. С. Роль солнечной энергии в энергетике будущего / Д. С. Стребков // Малая энергетика. М., 2005. № 1–2. С. 48–55.

54. Попель О. С. Атлас ресурсов солнечной энергии на территории России / О. С. Попель, Ю. Г. Фрид. М., 2010. 86 с.

55. Велькин В. И. Обеспечение минимальных энергетических потребностей удаленного дома за счет солнечных ФЭП / В. И. Велькин, С. Е. Щеклеин // Альтернативная энергетика и экология. 2012. № 3. С. 52–54.

56. Велькин В. И. Разработка конструкции механического гелиотропа для повышения производительности фотоэлектрических преобразователей / В. И. Велькин, Е. В. Стариков, С. Е. Щеклеин // Тезисы симпозиума «Безопасность биосферы». Екатеринбург, 2005. С. 92.

57. Пат. № 47496, приорит. 05.04.2005 З.2005109850. Полезная модель «Гелиотроп» / Велькин В. И., Стариков Е. В. Зарегистр. 27.08.2005.

58. Велькин В. И. Разработка конструкции гелиотропа с сезонным регулированием угла наклона к горизонту / В. И. Велькин, Д. Емельянова // Сборник тезисов докладов региональной научной конференции. Ектеринбург: УПИ, 2008. С. 112.

59. Разработка устройства ручной азимутальной и сезонно-угловой ориентации ФЭП (РАСУОР) / В. И. Велькин, С. М. Банных, Д. И. Емельянова, А. Л. Баронов // Сб. материалов Всероссийской научно-практической конференции «Энерго- и ресурсосбережение. НВИЭ». Екатеринбург: УГТУ–УПИ, 2008. С. 126.

60. Велькин В. И. Влияние снежного покрова на эффективность функционирования солнечных ФЭП / В. И. Велькин // Альтернативная энергетика и экология. 2012. № 3. С. 59–62.

61. Велькин В. И. Использование солнечных фотоэлектрических преобразователей на территории объекта / В. И. Велькин, С. Е. Банных, С. Е. Щеклеин // Сборник тезисов «Проблемы безопасности критических инфраструктур территорий и муниципальных образований». Екатеринбург: УрО РАН, 2008. С. 79–81.

62. Амерханов Р. А. Вопросы теории и инновационных решений при использовании гелиоэнергетических систем /Р. А. Амерханов, В. А. Бутузов, К. А. Гарькавый. М.: Энергоатомиздат, 2009. 504 с.

63. Бутузов В. А. Повышение эффективности систем теплоснабжения на основе возобновляемых источников энергии: дис. … д-ра техн. наук / В. А. Бутузов. М.: ВИЭСХ, 2004. 297 с.

64. Бутузов В. В. Гелиоустановки Краснодарского края / В. В. Бутузов, Е. В. Брянцева, И. С. Гнатюк // Промышленная энергетика. 2011. № 7. С. 45–47.

65. Экспериментальное исследование эффективности комбинированной системы солнечной теплогенерации / В. С. Данилов, С. Коржавин, С. Е. Щеклеин, В. И. Велькин // Альтернативная энергетика и экология. 2012. № 3. С. 77–81.

66. Велькин В. И. Экспериментальные исследования вакуумного солнечного коллектора в условиях отрицательных температур / В. И. Велькин, В. Ю. Данилов // Альтернативная энергетика и экология. 2012. № 11. С. 82–85.

67. Велькин В. И. Опыт использования вакуумных солнечных коллекторов для многоэтажного дома в мегаполисе / В. И. Велькин, В. Ю. Данилов // Альтернативная энергетика и экология. 2012. № 11. С. 24–27.

68. Щеклеин С. Е. Малые гидроэнергетические станции / С. Е. Щеклеин // Екатеринбург: УГТУ–УПИ, 2003. 90 с.

69. Научно-исследовательский отчет «Гидроэнергетический потенциал Свердовской области». Екатеринбург, 2003. 214 с.

70. Оценки ресурсов возобновляемых источников энергии в России: учебно-справочное пособие / Ю. С. Васильев, П. П. Безруких, В. В. Елистратов, Г. И. Сидоренко. СПб.: Изд-во Политехн. ун-та, 2008. 251 с.

71. Гидроэлектростанции малой мощности: учеб. пособие / В. В. Елистратов [и др.]; под ред. В. В. Елистратова. 2-е изд. СПб.: Изд-во Политехнического ун-та, 2007. 432 с.

72. Pantskhava E. S. The use ofbiomass energy in Russia: The problems and perspec-tives / E. S. Pantskhava, N. L. Koshkin //Renewable sources of energy and their significance for energy polici in Germany and Russia. Freiburg in Breisgau. 24 October 1994.

73. Чернова Н. И. Биомасса как источник энергии / Н. И. Чернова, Т. П. Коробкова, С. В. Киселева // Вестник РАЕН. № 10. С. 54–60.

74. Панцхава Д. С. Техническая биоэнергетика: Биомасса как дополнительный источник топлива. Получение биогаза / Е. С. Панцхава, И. В. Березин // Биотехнология. 1986. № 2. С. 1–12.

75. Велькин В. И. Скрытый биоэнергетический потенциал отходов птицеводческих хозяйств Свердловской области / В. И. Велькин, С. Шишкина // Всероссийская научно-практическая конференция «Энерго- и ресурсосбережение. Нетрадиционные и возобновляемые источники энергии»: сб. тезисов. Екатеринбург, 2004. С. 118–120.

76. Байдукин Ю. А. Использование отходов сельского хозяйства для получения энергии / Ю. А. Байдукин, А. Я. Бойко, А. Д. Пяева. М.: ВНИИТЭИСХ, 1981. 49 с.

77. Экологическая биотехнология: пер. с англ. / под ред. Фостера К. Ф., Вейза Д. А. Дж. Л.: Химия, 1990. 384 с.

78. Панцхава Е. С. Метангенерация твердых органических отходов городов / Е. С. Панцхава, Е. В. Давиденко // Биотехнология. 1990. № 4. С. 49–53.

79. Экологический и биоэнергетический потенциал при переработке отходов птицеводческих хозяйств // Тезисы симпозиума «Безопасность биосферы» / В. И. Велькин, Е. В. Муратова, С. В. Шишкина, С. Е. Щеклеин. Екатеринбург, 2005.

80. Фокина В. Д. Переработка навоза в биогаз / В. Д. Фокина, А. Н. Хиторов. М.: ВНИИТЭИСХ, 1981. 44 с.

81. Лысенко В. П. Переработка отходов птицеводства / В. П. Лысенко. Сергиев Пасад: ВНИТИП, 1998. 152 с.

82. Первая экспериментальная биогазовая установка в Свердловской области / А. А. Ковалев, В. И. Велькин, С. Е. Щеклеин, А. Клочко // «Энерго- и ресурсосбережение. Нетрадиционные и возобновляемые источники энергии»: сб. материалов Всероссийской конференции. Екатеринбург, 2002. С.49.

83. Экспериментальный пуск и исследование начального этапа функционирования биогазовой установки БГУ-1,5 П / В. И. Велькин, Е. В. Муратова, А. Клочко, С. Е. Щеклеин // «Студент и научно-технический прогресс»: сб. тезисов докладов научной конференции. Екатеринбург, 2004. С. 83–85.

84. Аппаратурное обеспечение исследований состава газов биогазовой установки БГУ-1,5 П / А. А. Ковалев, Е. В. Муратова, С. Е. Щеклеин, В. И. Велькин // Вестник УГТУ. Екатеринбург, 2004. № 3. С. 122–123.

85. Велькин В. И. Факторы, влияющие на эффективность анаэробного сбраживания субстрата / В. И. Велькин, Е. В. Арбузова,

С. Е. Щеклеин // Всероссийская научно-практическая конференция «Энерго- и ресурсосбережение. Нетрадиционные и возобновляемые источники энергии»: сб. тезисов. Екатеринбург, 2005. С. 302.

86. Формирование банка проектов биогазовых установок для Свердловской области / В. И. Велькин, А. И. Гарипова, А. М. Злобина, Е. В. Арбузова // «Энерго- и ресурсосбережение. Нетрадиционные и возобновляемые источники энергии»: сб. тезисов Всероссийской научно-практическая конференции. Екатеринбург, 2007. С. 190–193.

87. Рей Д. Тепловые насосы / Д. Рей, Д. Макмайкл. М.: Энергоиздат, 1982. 224 с.

88. Попель О. С. Тепловые насосы – эффективный путь энергосбережения / О. С. Попель // Проблемы энергосбережения. 1999. № 1. С. 25–32.

89. Хайнрих Г. Теплонасосные установки для отопления и горячего водоснабжения / Г. Хайнрих, Х. Найорк, В. Нестлер. М.: Стройиздат, 1985. 351 с.

90. Чемеков В. В. Обоснование параметров системы автономного теплоснабжения сельского дома с использованием возобновляемых источников энергии: дис. … канд. техн. наук / В. В. Чемеков. 2012. 152 с.

91. Проект теплонасосной установки для энергоэффективного дома в п. Растущий / В. И. Велькин, А. Откеев, Е. Е. Гусакова, М. В. Леонтьева, С. Е. Щеклеин // Всероссийская научно-практическая конференция «Энерго- и ресурсосбережение. Нетрадиционные и возобновляемые источники энергии»: сб. тезисов. Екатеринбург, 2007. С. 204.

92. Актуальные проблемы и перспективы использования возобновляемых источников энергии в Свердловской области / С. Е. Щеклеин, Г. В. Тягунов, В. И. Велькин, А. И. Евпланов, Ю. Е. Немихин. Санкт-Петербург, 2003.

93. Велькин В. И. Сравнение теплонасосной и традиционных энергоустановок для удаленного дома / В. И. Велькин, Е. Е. Гусакова // Сб. тезисов докладов региональной научной конференции. Екатеринбург: УПИ, 2008. С. 154–155.

94. Возможности НВИЭ в решении задач энергосбережения / Г. В. Тягунов, А. П. Баскаков, С. Е. Щеклеин, Н. И. Данилов // «Энергосбережение и повышение эффективности использования

энергоресурсов в зданиях и сооружениях». Екатеринбург: Изд.-во ГОУ ВПО «УГТУ–УПИ», 2003. 327 с.

95. Проект теплонасосной установки для энергоэффективного дома в п. Растущий / В. И. Велькин, А. Откеев, Е. Е. Гусакова, М. В. Леонтьева, С. Е. Щеклеин // Всероссийская научно-практическая конференция «Энерго- и ресурсосбережение. Нетрадиционные и возобновляемые источники энергии»: сб. тезисов. Екатеринбург, 2007. С. 146–147.

96. Велькин В. И. Сравнение теплонасосной и традиционных энергоустановок для удаленного дома / В. И. Велькин, Е. Е. Гусакова // сб. тезисов докладов региональной научной конференции. Екатеринбург: УПИ, 2008. С. 231–232.

97. Графический анализ экспериментальных данных и результатов математической модели кластеров ВИЭ // Альтернативная энергетика и экология / В. И. Велькин, С. Е. Щеклеин, М. И. Логинов, Е. В. Чернобай. 2013. № 2. С. 131–136.

98. Велькин В. И. Энергообеспечение удаленных сельских районов на базе кластеров возобновляемых источников энергии / В. И. Велькин // Вестн. Таджикского технического университета им. акад. М. С. Осими. 2013. № 3(23). С. 55–60.

ОГЛАВЛЕНИЕ

Научное издание

ВЕЛЬКИН Владимир Иванович

МЕТОДОЛОГИЯ РАСЧЕТА КОМПЛЕКСНЫХ СИСТЕМ ВИЭ ДЛЯ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ НА АВТОНОМНЫХ ОБЪЕКТАХ

Редактор *Н. П. Кубыщенко*
Компьютерная верстка *И. В. Яцюк*

Подписано в печать 02.12.2015. Формат 60×84 1/16.
Бумага писчая. Плоская печать. Усл. печ. л. 13,14.
Уч.-изд. л. 11,7. Тираж 100 экз. Заказ 482

Редакционно-издательский отдел ИПЦ УрФУ
620049, Екатеринбург, ул. С. Ковалевской, 5
E-mail: rio@ustu.ru

Отпечатано в Издательско-полиграфическом центре УрФУ
620000, Екатеринбург, ул. Тургенева, 4
Тел.: 8 (343) 350-56-64, 350-90-13
Факс: 8 (343) 358-93-06
E-mail: press-urfu@mail.ru